

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

«На правах рукопису»
УДК 621.311

До захисту допущено:
Завідувач кафедри
_____ Анатолій МАРЧЕНКО
«10» грудня 2020 р.

**Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та автоматизація
енергосистем»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: «Розробка та дослідження методів класифікації втрат та
розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності для
операторів з передачі та розподілу електроенергії»**

Виконав:
студент VI курсу, групи ЕК-91мп
Роздоба Максим Юрійович _____

Науковий керівник:
доцент к.т.н.
Банін Дмитро Борисович _____

Консультант з розділу «Охорона праці»:
д.т.н., професор
Третьякова Лариса Дмитрівна _____

Консультант з розділу «Розробка стартап-проекту»:
старший викладач
Бахмачук Сергій Васильович _____

Консультант режими ЕС:
с.н.с
Банін Максим Дмитрович _____

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цій магістерській
дисертації немає запозичень з праць
інших авторів без відповідних посилань.
Студент _____

Київ – 2020 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» "

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Анатолій МАРЧЕНКО

(підпис)

(ініціали, прізвище)

«10» грудня 2020 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту

Роздобі Максиму Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації: «Розробка та дослідження методів класифікації втрат та розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності для операторів з передачі та розподілу електроенергії»

науковий керівник дисертації Банін Дмитро Борисович, доцент, к. т. н. ,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом по університету від «09» листопада 2020 р. № 3260-с

2. Строк подання студентом дисертації «10» грудня 2020 р.

3. Об'єкт дослідження Схеми операторів системи з передачі та розподілу електроенергії України

4. Предмет дослідження (Вихідні дані – для магістерської дисертації за освітньо-професійною програмою) електричні режими живлячих і розподільчих мереж операторів системи з передачі та розподілу електроенергії енергоринку

5. Перелік завдань, які потрібно розробити Формування контрольних прикладів для вирішення проблеми багатьох балансуючих вузлів, розробка еталонних схем для розрахунку $\partial \Delta P / \partial Q$, розрахунок економічних еквівалентів реактивних потужностей. Проведення ряду дослідницьких та промислових розрахунків.

6. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу 1) Схеми дистанційного діалогу; 2) Розрахунок $\partial \Delta P / \partial Q$ (ЕЕРП) еталон – метод «Радіус»; 3) Контрольні приклади РАД.; 4) Методи МЧД; 5) Еталон - метод «Матриці»; 6) Контрольні приклади МАТР.; 7) ЕЕРП та оптимізація Закарпаття-2018,2020; 8) Результати режиму Зак.-2018; 9) Результати Зак.-2020; 10) Економічні аспекти.

7. Орієнтовний перелік публікацій 1) «Розрахунок часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ методом тривіальних радіусів з урахуванням поперечних провідностей та коефіцієнтів трансформації»; 2) «Еталонна методика розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності для промислових схем 750-10кВ»

8. Консультанти розділів дисертації*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Третьякова Л. Д., професор	02.11.2020	30.11.2020
Стартап	Бахмачук С. В.	05.11.2020	09.11.2020
Режими ЕС України	Банін М.Д., с.н. с.	20.09.2020	20.10.2020

9. Дата видачі завдання 10.09.2020 р.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1	Визначення формату роботи в умовах дистанційної взаємодії з кафедрою	10.09.2020	
2	Вивчення методичних матеріалів по Z_Regim, PAOTB, Методика розрахунку плати за WQ	15.09.2020	
3	Дослідження режимних класифікацій втрат	25.09.2020	
4	Розробка алгоритмів чисельного диференціювання $\partial \Delta P / \partial Q$ (ЕЕРП)	05.10.2020	
5	Аналіз методів на промислових схемах	20.10.2020	
6	Формування контрольних прикладів для вирішення проблеми багатьох балануючих вузлів	05.11.2020	
7	Розробка еталонних схем та методів для розрахунку $\partial \Delta P / \partial Q$ (ЕЕРП)	15.11.2020	
8	Розрахунок ЕЕРП та оптимізація промислових схем	20.11.2020	
9	Оформлення магістерської роботи	05.12.2020	
10	Попередній захист	10.12.2020	

Студент

(підпис)

Максим РОЗДОБА

(ініціали, прізвище)

Науковий керівник дисертації

(підпис)

Дмитро БАНІН

(ініціали, прізвище)

* Консультантом не може бути зазначено наукового керівника

РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з пояснювальної записки на 94 сторінки, яка містить 18 таблиць, 29 рисунків, 20 джерел літератури. Графічна частина складається з 10 аркушів технічних креслень. Текстова частина має в своєму складі 2 основні частини, розділ з охорони праці, розділ стартап-проекту, вступу та висновків.

Актуальність теми – вибір місць встановлення компенсуючих пристроїв, оптимізація режимів електричних мереж та розрахунок плати за перетоки реактивних потужностей потребує точних значень $\partial\Delta P/\partial Q$ (ЕЕРП).

Об'єкт дослідження – схеми операторів системи з передачі та розподілу електроенергії України.

Предмет дослідження – електричні режими живлячих і розподільчих мереж операторів системи з передачі та розподілу електроенергії енергоринку.

Мета дослідження - розробка еталонної методики розрахунку характеристики $\partial\Delta P/\partial Q$ (ЕЕРП) для промислових схем з урахуванням багатьох балансуючих вузлів, поперечних провідностей та різних класів напруг 750-10 кВ.

Методи дослідження – розрахунок режимів енергосистем на експериментальних та промислових схемах за допомогою програмних комплексів РАОТВ, Z_REGIM та розробленої програми «ЕТАЛОН».

Публікації за тематикою дослідження – «Розрахунок часткових похідних $\partial\Delta P/\partial Q$ методом тривіальних радіусів з урахуванням поперечних провідностей та коефіцієнтів трансформації» та ін. в міжнародному науково-технічному журналі «Сучасні проблеми електроенерготехніки та автоматики» - 2020 р.

Перелік ключових слів: РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ, ОПТИМІЗАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ, МЕТОД З МАТРИЦЕЮ ГЕССЕ, МАТРИЦІ ПРОВІДНОСТЕЙ ТА ОПОРУ, РЕЖИМНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЕРП, ОПЕРАТОР СИСТЕМИ З РОЗПОДІЛУ (ОСР)/ ПЕРЕДАЧІ (ОСП), МЕТОДИ МЧД, МЕТОД ТРИВІАЛЬНИХ РАДІУСІВ.

ABSTRACT

The master's dissertation consists of an explanatory note of 92 pages, which contains 18 tables, 29 figures, 18 sources of literature. The graphic part consists of 10 sheets of technical drawings. The text part consists of 2 main parts, a section on labor protection, a section of the startup project, introductions and conclusions.

The urgency of the topic - the choice of places for installation of compensating devices, optimization of electrical networks and calculation of the fee for reactive power flows requires accurate values of $\partial\Delta P / \partial Q$ (EERP).

The object of research - schemes of operators of the system for transmission and distribution of electricity in Ukraine.

The subject of research - electrical modes of supply and distribution networks of system operators for transmission and distribution of electricity in the energy market.

The purpose of the study is to develop a reference method for calculating the characteristic $\partial\Delta P / \partial Q$ (EERP) for industrial circuits, taking into account many balancing units, transverse conductivities and different voltage classes of 750-10 kV.

Research methods - calculation of power systems on experimental and industrial schemes with the help of software packages RAOTP, Z_REGIM and the developed program "ETALON".

Publications on the research topic - "Calculation of partial derivatives $\partial\Delta P / \partial Q$ by the method of trivial radii taking into account the transverse conductivities and transformation coefficients" and others, in the international scientific and technical journal "Modern problems of electrical engineering and automation" - 2020

List of keywords: NORMAL MODE CALCULATION, OPTIMIZATION OF REACTIVE POWER, METHOD WITH HESSIAN MATRIX, MATRIX OF CONDUCTIVITY AND RESISTANCE, OPERATING CHARACTERISTICS EERP, DISTRIBUTION SYSTEM OPERATOR (DSO) / TRANSMISSION (DST), THE METHOD MFD, METHOD TRIVIAL RADIUS.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1 МАТЕМАТИЧНА БАЗА І КОМП'ЮТЕРНИЙ РОЗРАХУНКОВИЙ АПАРАТ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ	10
1.1 Стандартний пакет комплексів розрахунку і оптимізації режимів. Дистанційна технологія взаємодії	10
1.2 Моделювання режимів. Комплекси РАО ТВ, Z_Regim	13
1.3 Втрати потужності. Режимна класифікація втрат	17
1.4 Методика розрахунку плати за перетоки реактивної потужності	25
Висновки	35
2 ПРОГРАМНІ РЕАЛІЗАЦІЇ. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ І ПРОМИСЛОВІ СХЕМИ. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ТА ЇХ АНАЛІЗ	36
2.1 Дослідження методів чисельного диференціювання для розрахунків часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$	36
2.2 Вирішення проблеми багатьох балансуючих вузлів в рівняннях стану режиму електричних мереж	42
2.3 Еталонна точна форма для розрахунку часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ в тривіальних радіусах з врахуванням поперечних провідностей ліній, трансформаторів і шунтуючих реакторів	48
2.4 Еталонна матрична форма для розрахунку $\partial \Delta P / \partial Q$. Врахування поперечних провідностей, класів напруг 750-10 кВ, наявності багатьох балансуючих вузлів	53
2.5 Промислова схема Закарпаття-2020. Розрахунок ЕЕРП. Системна компенсація режиму	60
Висновки	69
3 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ	70
3.1 Вступ	70
3.2 Опис ідеї технології	70
3.3 Технологічний аудит проекту	71
3.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту	81
Висновки	82

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК	83
4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання	83
4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації	84
4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	84
4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників..	85
4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	85
4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників	87
4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій	88
4.8 Розрахунок розрядного опору КБ	90
Висновки	91
ВИСНОВКИ.....	92
ЛІТЕРАТУРА	93

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСДУ – автоматизована система диспетчерського управління;

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

БП – балансуєчий пункт;

БСК – батарея статичних конденсаторів;

ВН, СН, НН – сторони напруги трьохобмоткового трансформатора;

ДНПЗПРЕ – договір про надання послуг із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії;

ЕЕРП – економічний еквівалент реактивної потужності;

ЕЕС – електроенергетична система;

КВАРЕМ – комплекс відліковий аналізу реактивів електричних мереж;

КРП – компенсація реактивної потужності;

КП – компенсуючий пристрій;

КСК – комплексна системна компенсація;

ОСП – оператор системи з передачі електричної енергії;

ОСР – оператор системи з розподілу електричної енергії;

ПК – програмний комплекс;

ПКЕЕ – правила користування електричною енергією;

ПС – підстанція;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

РАОТВ, Z_REGIM, OPTIM-QT – комп'ютерні комплекси розрахунку, аналізу та оптимізації технологічних втрат в електричних мережах 750-10 кВ;

РП – розподільчий пункт;

РПН – регулювання під навантаженням;

СП – споживач;

СТК – статичний тиристорний компенсатор.

ВСТУП

Розрахунок режимної характеристики – економічного еквіваленту реактивної потужності (ЕЕРП) є важливою задачею при вирішенні ряду технологічних і економічних питань в електроенергетиці. Конкретно можна виділити оптимізацію розподілу реактивних потужностей методом спуску з використанням вектору градієнта або прямим методом, де використана матриця Гессе. Вирішення цієї задачі є одним з головних факторів в зниженні втрат. Крім того, числове значення ЕЕРП дозволяє цілеспрямовано обрати місця установки КРП. В методиці розрахунку плати за перетікання реактивної потужності ЕЕРП на шинах споживача є компонентою формули, по якій визначається величина плати. Чисельно ЕЕРП дорівнює частковій похідній сумарних втрат активної потужності по реактивній потужності (РП) конкретного вузла розрахункової схеми.

При розробці методичних рішень для обчислення ЕЕРП необхідно враховувати різноманіття споживацьких потреб до методів реалізації – починаючи з ручних орієнтовних розрахунків до еталонних і максимально точних, від проектно дослідницьких до алгоритмів з максимальною швидкістю, від еталонних схем до схем промислового об'єму з технологією врахування втрат від поперечних провідностей, від контурних зрівнювальних перетікань в конфігураціях з багатьма БП та ін.

В даній роботі перераховані вимоги реалізовані в трьох методичних рішеннях: **метод тривіальних** радіусів є простим та швидкодіючим, але має похибки, що не корегуються; і **методи чисельного** диференціювання з промисловою орієнтацією, які можуть мати похибки, які залежать від крутизни функції втрат, від розрахункової точності, від кроку диференціювання, і які потребують контролю; нарешті, **еталонний метод**, який базується на апараті неявних, багатовимірних, комплексних функцій. Цей метод максимально точний, але для промислових схем має значні часові затрати.

1 МАТЕМАТИЧНА БАЗА І КОМП'ЮТЕРНИЙ РОЗРАХУНКОВИЙ АПАРАТ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

1.1 Стандартний пакет комплексів розрахунку і оптимізації режимів.

Дистанційна технологія взаємодії

Данна магістерська робота «Розробка та дослідження методів класифікації втрат та розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності для операторів з передачі та розподілу електроенергії» реалізується в умовах дистанційної взаємодії з кафедрою «Автоматизації енергосистем» і керівником роботи. Для колективних та індивідуальних консультацій були задіяні засоби Skype, електронна пошта і зв'язок по вайберу.

Для обміну інформацією в файловій структурі FAR був розроблений уніфікований інформаційний формат, де сконцентровані промислові програмні комплекси, необхідні для виконання розрахунків або для відладки модернізованих моделей і алгоритмів. Формат також містить розділи з поточним станом тексту дисертації, технічних плакатів, рецензій та інших розділів з завданнями керівника і базовими методичними матеріалами (інструкціями, прикладом розрахунків і оформлення, необхідні методичні розділи та ін.). Структура формату A_ROZDOBA показана на рис. 1.1. Відмітимо наступне:

2020 – розділ з контрольними, досліджувальними та промисловими схемами для комплексу PAO TB з розширеннями UZL, VET: У вихідному стані пропонується для контролю дві схеми ESPS19, TM0 і TM0_O;

2020_Z – розділ з контрольними, досліджувальними і промисловими схемами для комплексу Z_Regim з розширеннями PNT і LIN. Задані контрольні схеми ті самі.

FUTURE – розділ з поточним станом магістерської роботи. Тут формуються файли DIS_RM.pdf (дисертація), PLAKAT1_RM.pfd, R_RM.pdf (рецензія), V_RM.pdf (відгук керівника) та ін.;

Файл DIS реалізується за наростаючою технологією;

Файл FUTURE є результатом виконання поточних завдань керівника і передається йому поштою за день до запланованого сеансу консультацій Skype;

Skype:	Максим Роздоба	{Банін Дмитро Борисович Dmitriy Banin
Пошта:	rozdobamax@gmail.com	{ONIL_KPI@ukr.net dbanin@ukr.net
Viber:	0980407561	0953557512
Мобільний:	0980407561	0991550629

→ **A_ROZDOBA (1)**

→ **2020** схеми PAOTB: ESPS, TM0,...(UZL, VET...);

→ **2020_Z** схеми Z_Regim: ESPS, TM0,...(PNT, LIN...);

! → **FUTURE** поточний стан магістерської роботи;

! → **PAST** ретроматеріали (публікації, методики, інструкції);

! → **WORK** поточні матеріали від керівника;
заповнюється за наростаючою

→ **Vk_raotp.exe** комп'ютерний комплекс PAO TB;

→ **Z_Regim.exe** комп'ютерний комплекс Z_REGIM;

→ **T_BK_OPT.exe** комп'ютерний комплекс OPTIM QT;

→ **Graphic.exe** процедура графічного відображення;

→ **AP_AKEY.pas** керуючий файл Z_REGIM;

→ **AQ_AKEY.pas** керуючий файл OPTIM OT;

→ **[S..., Z..., T...]** каталоги PAO TB, блоки Z_REGIM, OPTM_OT;

! → **Vk_raotp.doc** інструкція користувача RAOTB;

→ **[.....]** службові та результуючі матеріали обрахункових комплексів;

Рисунок 1.1 – Базові комп'ютерні комплекси. Формат дистанційної взаємодії

WORK – розділ матеріалів керівника. Тут наводяться плани – завдання на тижневий період, надається конспекти консультацій, редакційні правки текстів і плакатів і т.д. Розділ оформлюється як набір робочих файлів **WORK1, WORK2, WORK3...** . Розділ **WORK** заповнюється керівником і передається в архівній формі по пошті автору магістерської роботи;

PAST – розділ ретроматеріалів, який містить публікації, методики та інструкції, які відносяться до теми публікації, а також матеріали попередніх розробників аналогічних тем. Розділ оформлюється керівником і може корегуватися автором роботи. Даними матеріалами обмінюються по пошті;

Vk_raotp – промисловий програмний комплекс розрахунку, аналізу та оптимізації режимів. Комплекс відомий по курсам «Матзадачі енергетики» і використовувався в курсовому проєкті. Має сервісний апарат по формуванню вихідних моделей для розрахункових схем електричних режимів і математичні засоби вирішення основних електроенергетичних задач;

Z_REGIM – навчальний і дослідницький комплекс моделювання режимів, що базується на методичному та алгоритмічному матеріалі курсу «Алгоритмізація та програмування електроенергетичних задач». Призначений для формування нових методичних аспектів в задачах аналізу режимів і дослідження їх ефективності;

ВК_ОПТ – навчальний і дослідницький комплекс оптимізації режимів по реактивній потужності. Базується на методах спуску 2го порядку з повним спектром обмежень. Призначений для дослідження ефективності різних рівнів компенсації реактивної потужності (РП). Широко використовується «економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП)»;

До рис. 1.1 виникли наступні коментарі:

1. Інструкції користувача до комплексу РАО ТВ розташовані в файлі `Vk_raotp.doc`, де викладений скорочений математичний апарат, приведені формати даних і є інструкції до всіх сервісних функцій.
2. Комплекс РАО ТВ використовується для підготовки даних інших обраховчих комплексів, оскільки в ньому є сервіс по перетворенню уніфікованих форматів ЦДУ в упаковані формати UZL-VET, а також в текстові формати PNT_LIN. Схема прийнятої в електроенергетиці режимної інформаційної структури показана на рис. 1.2.

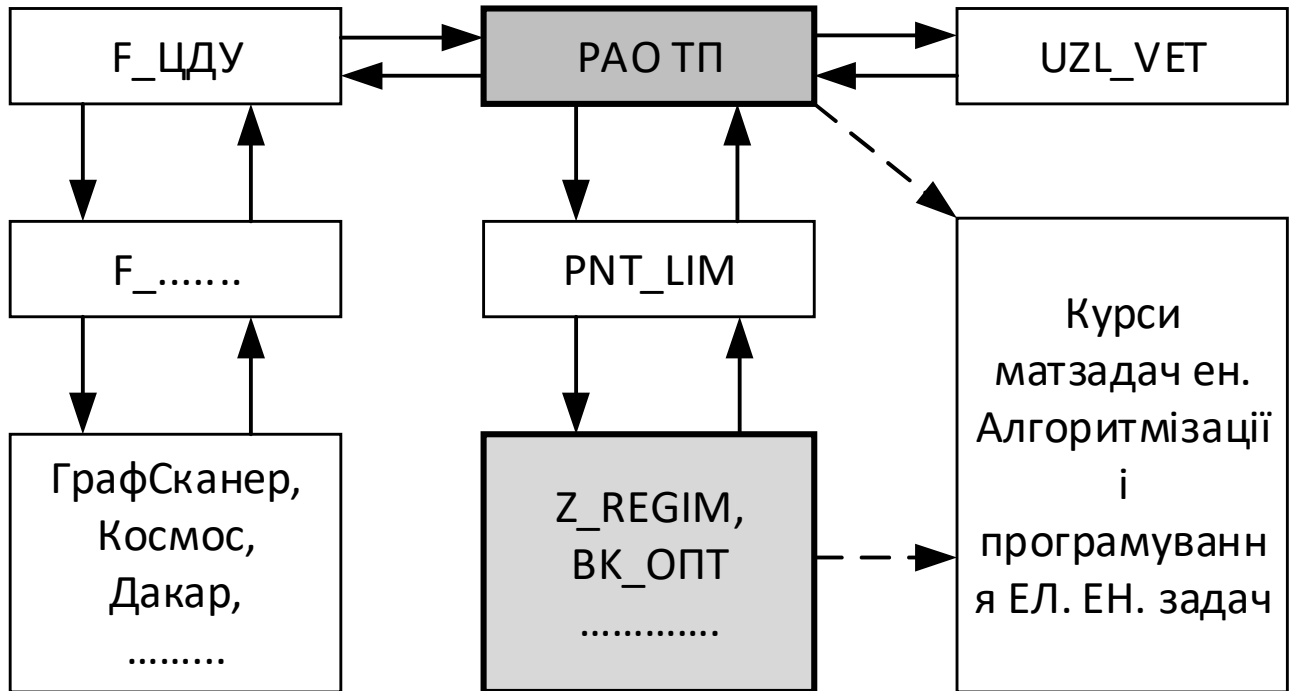


Рисунок 1.2 – Режимні інформаційні структури.

1.2 Моделювання режимів. Комплекси PAO TB, Z_Regim

Розрахунок усталеного режиму електричної мережі є однією з головних задач в електроенергетиці, рішення якої забезпечує ефективне технологічне, диспетчерське та економічне керування електричними мережами усіх класів напруг (750, 330, 220, 110, 35, 10, 6, 0,4 кВ) для усіх організаційних структур електроенергетики України, в які входять НЕК «Укренерго», електроенергетичні системи ЕС, електропередавальні організації ЕО, споживачі електроенергії)

Розрахунок режиму – це визначення невідомих режимних характеристик мережі при заданій конфігурації, параметрах обладнання та режимних характеристиках.

Конфігурація електричної мережі містить в собі інформацію про склад кабельних та повітряних ліній, про склад системних, розподільчих та живильних підстанцій, стан комутаційної апаратури в електричній мережі та ін. *Формалізація даних про конфігурацію мережі реалізується через математичний апарат теорії графів.*

Параметри електричної мережі забезпечують розрахунок режиму інформацією про конструктивну особливість обладнання (марки та довжини ліній, типи силових трансформаторів, компенсуючих пристроїв, реакторів

тощо), а також надають для розрахунків чисельні значення моделей обладнання (П, Т, Г -подібні схеми заміщення трансформаторів та ліній; R, X, G, B, K_T – опори, провідності, коефіцієнт трансформації та ін.). *Формалізація даних про параметри мережі реалізується через математичний апарат теорії матриць. При розрахунку режиму маємо: матрицю вузлових провідностей Y_s ; матрицю опорів впливу Z_s ; матрицю контурних опорів Z_k ; матрицю Якобі в Ньютонівських процесах тощо.*

Головні режимні характеристики - чотири вузлові величини, значення яких визначає модель вузла графу електричної мережі: **P, Q, U, Θ** – активна та реактивна потужність, модуль напруги і її кут.

В розрахунках режимів можуть використовуватися функціонально залежні від головних деякі інші режимні характеристики, наприклад: I_s, I_l, I_k – струми вузлів, ліній та контурів; $\Delta P_l, \Delta Q_l, Q_z, \Delta Q_{kv}$ є втратами активної та реактивної потужності в лініях, їхні ємнісні зарядні потужності, реактивна потужність компенсуючих установок та ін. Залежні режимні характеристики орієнтуються на конкретні прикладні задачі електроенергетики, що базуються на обчисленнях, аналізі та оптимізації режимів.

Задані режимні характеристики - це частина головних, склад яких забезпечує математично визначені системи лінійних або нелінійних рівнянь. *Методична та алгоритмічна формалізація рішення цих систем базується на сучасному математичному апараті, котрий забезпечує ефективні програмні реалізації розрахунку режимів.* Програмна реалізація обчислень режимів виражається в реалізації програмних продуктів (інформаційно-обчислювальні комплекси), що є основою програмного забезпечення автоматизованих систем технологічного, диспетчерського і економічного керування. Зараз в електроенергетиці України функціонують системи: ГрафСКАНЕР, РАОТВ, КОСМОС, АНАРЕС, ДАКАР, АРЕМ, РАСТР та ін. Основними характеристиками даних програмних комплексів є:

- забезпечення розрахунків режимів електричних мереж будь-якої конфігурації та будь-яких об'ємів (схеми, що складаються з десятків, сотень і тисяч вузлів);

- забезпечення ефективних розрахункових характеристик по витратах пам'яті та часу (часом розрахунку є до декількох секунд);
- забезпечення різноманітності режимних додатків щодо використання реальних моделей обладнання та їх регулювання, орієнтації на різні джерела інформації (у тому числі на телевимірювання), режимів «радника» в задачах оптимізації, можливостей адаптації до різноманітних мережових структур (ЕС – замкнені мережі, ЕО – розімкнені або слабо замкнені мережі) та ін.

Промислові програмні реалізації для розрахунків режимів мають указану методичну направленість, застосовують ефективні модельні компоненти, орієнтовані на професійні алгоритмічні рішення, реалізуються на сучасному апараті мовних ресурсів (стеків, адресно-орієнтовного програмування, адресних структур, об'єктних черг, динамічної організації пам'яті, списків, роботи з множинами, тощо).

Існують деякі технологічні варіанти розрахунку усталеного режиму.

Нормальні і перспективні режими - розрахунки виконуються за даними замірів режимного дня, експлуатаційному чи проектному рівню завантаження устаткування і балансуються за напругою та потужністю джерел електропостачання електричної мережі. Конфігурація та параметри обладнання мережі мають відповідати нормальній експлуатаційній схемі. Існує традиційний варіант поділу режимних характеристик на задані і невідомі:

$U_{БП}, \theta_{БП}, P_H, Q_H, P_T, U_{ФМ}$ – задані характеристики;

$U_i, \theta_i, Q_{ФМ}, \theta_{ФМ}, P_B, Q_B, \Delta P_Z, \Delta Q_Z, \Delta P_Y, \Delta Q_Y, P_{CH}, Q_{CH}, P_{CG}, Q_{CG}, P_{CB}, Q_{CB}, \Delta P_{CZ}, \Delta Q_{CZ}, \Delta P_{CY}, \Delta Q_{CY}, \Delta P_C, \Delta Q_C$ – невідомі характеристики.

Ґрунтуючись на результати розрахунку режиму можливі оціночні варіантні розрахунку для періоду осінь - зима, які пов'язані зі зміною поточної або запланованої комутації обладнання в мережі.

Балансні економічні режими виконуються за даними розрахункового і технічного обліків електроспоживання, які балансуються по загальних характеристиках або індивідуальних графіках навантажень. Параметри і конфігурація обладнання електричної мережі мають відповідати характерною

експлуатаційною схемою розрахункового періоду. Основним завданням цього варіанту обчислення режиму є визначення достовірного діапазону технічних втрат електроенергії за розрахунковий період (місяць) і визначення перетоків електроенергії по конкретних перетинах розрахункової схеми. Використовується такий варіант розподілу режимних характеристик на задані і невідомі:

$U_{\text{БП}}, \theta_{\text{БП}}, W_{\text{РП}}, W_{\text{QП}}, W_{\text{РГ}}, W_{\text{QG}}$ – задані характеристики;

$\Delta W_{\text{РС}}, \Delta W_{\text{QC}}, W_{\text{РПВ}}, W_{\text{QПВ}}, W_{\text{РОВ}}, W_{\text{QОВ}}$ – невідомі характеристики.

У розрахунках задіяний апарат типових або реальних графіків навантажень.

Можна виділити декілька речей вартих уваги.

Розрахунком усталеного режиму вважається формальний перехід від заданих режимних характеристик, параметрів і конфігурації мережі до невідомих характеристик режиму.

Формальність переходу забезпечується коректною математичною і алгоритмічною реалізацією програми розрахунку режиму.

Розділення складу характеристик на задані і невідомі не може бути довільним, а задається у допустимих та фіксованих варіантах, для кожного з яких можуть використовуватися різні методичні рішення.

Совокупність результатів варіантних розрахунків:

- режим осінньо-зимового максимуму;
- режим середніх навантажень розрахункового періоду;
- режим максимальних навантажень розрахункового періоду;
- режим середньоквадратичних навантажень розрахункового періоду;
- режим по графікам навантажень розрахункового періоду;
- балансний розрахунок втрат електроенергії,

дає можливість визначити орієнтовний рівень комерційних втрат, реальний діапазон технічних втрат, характер місячної (квартальної, сезонної) зміни втрат, характер заповнювання системного графіка втрат.

Кожен вузол електричної мережі може мати кілька графіків навантажень, які враховуються автоматично:

- по активній потужності (навантаження);

- по реактивній потужності (навантаження);
- по активній потужності (генерація);
- по реактивній потужності (генерація);
- варіанти графіків для вихідних днів.

1.3 Втрати потужності. Режимна класифікація втрат

При врахуванні втрат в електричних мережах для оцінки економічної ефективності поточних або прогнозованих режимів, для оптимізації їх по критерію зниження втрат, для методичних розробок розрахунків плати за споживання активної і реактивної потужності та ін. необхідно знати причини виникнення втрат і фактори, які визначають їх величину. В першу чергу, звісно, задача відноситься до втрат активної потужності. Відмітимо, що згідно моделям параметрів електричних мереж, втрати спостерігаються в поперечних провідностях ліній і трансформаторах, а головне в опорах ЛЕП і трансформаторів. Втрати в опорах залежать від трьох факторів – струмів (потоків потужності) з трьох джерел:

- потоки від активних і реактивних навантажень споживачів електроенергії;
- потоки від трансформаторів, поперечних провідностей ліній та шунтуючих реакторів;
- потоки від зрівнювальних контурних струмів.

Ці явища виникають в мережах по різних причинах і по різному можуть впливати на процеси в системі. Потоки від контурних струмів утворюються в мережах від їх невірноваженості, різних коефіцієнтів трансформації в контурах, напруги БП, що з'єднані транзитними лініями, і т.д.. Потоки від некомпенсованих поперечних провідностей значним чином впливають на втрати в мережах надвисокої напруги. Потоки від навантажень залежать від їх коефіцієнтів потужності, розташування, віддаленості від живлячих вузлів та рівня оптимізації режиму по критерію мінімуму втрат активної потужності.

Зв'язок між струмами і напругами вузлів електричної мережі може бути описаний системою рівнянь усталеного режиму у формі балансу струмів.

$$\dot{Y} \cdot \dot{U} = \dot{I} \quad (1.1)$$

Представимо вираз (1.1) по складовим балансуєчих вузлів (індекс b) та вузлів з навантаженнями (індекс n):

$$\begin{cases} \dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{U}_n = \dot{I}_b + \dot{I}_{by} \\ \dot{Y}_{nb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{nn} \cdot \dot{U}_n = \dot{I}_n + \dot{I}_{ny} \end{cases} \quad (1.2)$$

де $\dot{Y}_{bb}, \dot{Y}_{nb}, \dot{Y}_{bn}, \dot{Y}_{nn}$ – відповідні субматриці загальної матриці провідностей;

$\dot{I}_b, \dot{I}_n, \dot{I}_{by}, \dot{I}_{ny}$ – відповідні струмові навантаження та струми в поперечних провідностях.

Розглядаємо друге рівняння системи (1.2). Визначимо вектор невідомих \dot{U}_n

$$\dot{U}_n = -\dot{Y}_{nn}^{-1} \cdot \dot{Y}_{nn} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{nn}^{-1} \cdot \dot{I}_n + \dot{Y}_{nn} \cdot \dot{I}_y$$

Якщо позначити $\dot{U}_0 = -\dot{Z}_{nn} \cdot \dot{Y}_{nb} \cdot \dot{U}_b = -\dot{Z}_{nn} \cdot \dot{U}_{nn} \cdot \dot{I}_{nb}$, а $\dot{Z}_{nn} = \dot{Y}_{nn}^{-1}$, то \dot{U}_n можна виразити так (закон Ома в матричній формі):

$$\dot{U}_n = \dot{U}_0 + \dot{Z} \cdot (\dot{I}_n + \dot{I}_y) \quad (1.3)$$

Підставляємо (1.3) в перше рівняння системи (1.2):

$$\dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{bn} \cdot (\dot{U}_0 + \dot{Z}_{nn} \cdot (\dot{I}_n + \dot{I}_y)) = \dot{I}_b + \dot{I}_{by}$$

$$(\dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{U}_0) + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_n + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_y = \dot{I}_b + \dot{I}_{by}$$

Домножимо отриманий вираз на вектор-строку спряжених напруг $\overline{\dot{U}}_b$, це дає змогу виділити значення потоків і складові втрат:

$$\begin{aligned} \overline{\dot{U}}_b \cdot (\dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{U}_0) + \overline{\dot{U}}_b \cdot \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_n + \overline{\dot{U}}_b \cdot \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_y + \overline{\dot{U}}_b \cdot \dot{I}_b \\ + \overline{\dot{U}}_b \cdot \dot{I}_{by} = \dot{S}_{bs} \end{aligned}$$

Виберемо наступні позначення:

\dot{S}_{bs} – сумарний незбалансований потік потужності в БП з зовнішніх мережевих джерел;

$\dot{S}_b = \overline{\dot{U}}_b \cdot \dot{I}_b$ – власне навантаження БП (постійна величина в балансі);

$\dot{S}_{bn} = \bar{U}_b \cdot \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_n$ – потік потужності (що забезпечується БП), який визначається струмами навантаження, також конфігурацією та параметрами мережі, що живиться;

$\dot{S}_{by} = \bar{U}_b \cdot \dot{Y}_{nb} \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_y$ – потік потужності (що забезпечується БП), який визначається струмами в поперечних провідностях мережі, що живиться згідно її параметрами та конфігурації;

$d\dot{S}_{by} = \bar{U}_b \cdot \dot{U}_b \cdot \hat{Y}_b = U^2 \cdot \dot{Y}_b$ – втрати в поперечних провідностях БП (постійна величина);

$d\dot{S}_{bk} = \bar{U}_b \cdot (\dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{bn} \cdot \dot{U}_0)$ – власні втрати від контурних перетоків ($\dot{I}_n \neq 0, \dot{I}_y \neq 0$);

Таким чином, баланс потужностей з першого рівняння системи (1.2) згідно прийнятих позначень має вигляд:

$$\dot{S}_{bn} + \dot{S}_{by} = \dot{S}_{bs} - \dot{S}_b - \dot{S}_{by} + d\dot{S}_{bk} \quad (1.4)$$

Виконаємо аналогічні перетворення з рівнянням (3), попередньо помножив його на вектор-кроку струмів $(\hat{I}_n + \hat{I}_y)$:

$$(\hat{I}_n + \hat{I}_y) \cdot \dot{U}_n = (\hat{I}_n + \hat{I}_y) \cdot \dot{U}_0 + (\hat{I}_n + \hat{I}_y) \cdot \dot{Z}_{nn}(\dot{I}_n + \dot{I}_y)$$

Розкривши дужки та використовуючи наступні позначення, маємо:

$\dot{S}_{on} = \bar{\hat{I}}_n \cdot \dot{U}_0$ – сумарний потік потужності в мережу, що живиться, який покриває навантаження;

$\dot{S}_{oy} = \bar{\hat{I}}_y \cdot \dot{U}_0$ – сумарний потік потужності в мережу, що живиться, який покриває втрати в її поперечній провідності;

$d\dot{S}_{nn} = \bar{\hat{I}}_n \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_n$ – власні втрати при електрозабезпеченні тільки навантажень;

$d\dot{S}_{yy} = \bar{\hat{I}}_y \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_y$ – власні втрати на забезпечення струмів в поперечних провідностях вузлів електромережі;

$d\dot{S}_{ny} = \bar{\hat{I}}_n \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_y$ – втрати взаємодії струмів \dot{I}_n, \dot{I}_y ;

$d\dot{S}_{yn} = \bar{\hat{I}}_y \cdot \dot{Z}_{nn} \cdot \dot{I}_n$ – втрати взаємодії струмів \dot{I}_y, \dot{I}_n ;

$\dot{S}_n = \bar{\dot{I}}_n \cdot \dot{U}_n$ – кінцева потужність навантаження споживача;

$\dot{S}_y = \bar{\dot{I}}_y \cdot \dot{U}_n$ – кінцеві втрати в поперечних провідностях вузлів.

У прийнятих позначеннях використовується термін «втрати взаємодії» та «власні втрати», що пояснюються на прикладі формул по розрахунку втрат на лінії, де одночасно є струми з трьох джерел.

$$\begin{aligned} d\dot{S} &= (\dot{I}_k + \dot{I}_n + \dot{I}_y) \cdot (\bar{\dot{I}}_k + \bar{\dot{I}}_n + \bar{\dot{I}}_y) \cdot \dot{Z} = \\ &= (\dot{I}_k^2 + \dot{I}_n^2 + \dot{I}_y^2 + \dot{I}_k \bar{\dot{I}}_n + \dot{I}_k \bar{\dot{I}}_y + \dot{I}_n \bar{\dot{I}}_k + \dot{I}_n \bar{\dot{I}}_y + \dot{I}_y \bar{\dot{I}}_k + \dot{I}_y \bar{\dot{I}}_n) \cdot \dot{Z} \end{aligned}$$

Відмітимо, втрати взаємодії можуть бути від'ємними, що свідчить про «корисну» взаємодію, що зменшує сумарні втрати. Отже, маємо баланс потужностей другого рівняння системи (1.2).

$$\dot{S}_{on} + \dot{S}_{oy} = d\dot{S}_{nn} + d\dot{S}_{yy} + d\dot{S}_{ny} + d\dot{S}_{yn} + \dot{S}_n + \dot{S}_y \quad (1.5)$$

Порівнявши вирази (1.4) і (1.5) і звернувши увагу на відсутність втрат взаємодії з контурними струмами, можна сказати, що ці складові втрат можуть розраховуватися згідно балансу:

$$d\dot{S}_{kny} = (\dot{S}_{bn} + \dot{S}_{by}) - (\dot{S}_{on} + \dot{S}_{oy}) = \dot{S}_{bo} - \dot{S}_{os}$$

Загальне балансне рівняння ілюструється на рис. 1.3, об'єднуючи всі попередні викладки і представляє їхнє графічне тлумачення.

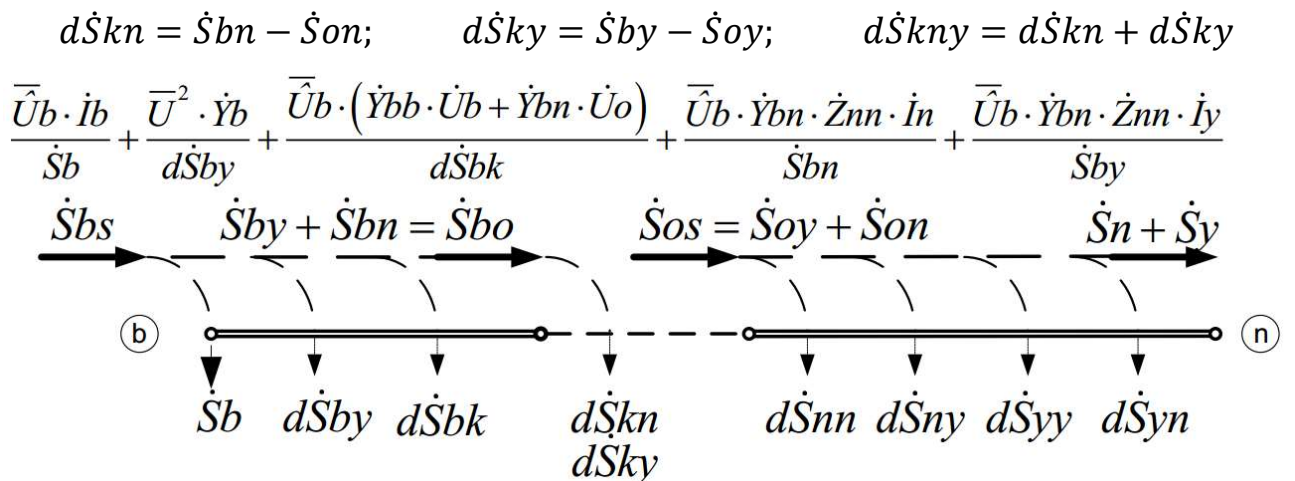


Рисунок 1.3 – Балансна структура потоків потужностей та класифікація втрат в енергосистемі

\dot{S}_{bs} – вхідна сумарна потужність усіх балансуючих вузлів;

\dot{S}_b – вузлова потужність балансуючих вузлів БП;

\dot{S}_{bo} – вихідний балансний потік в моделі першого рівня;

\dot{S}_{by} – компонента \dot{S}_{bo} для навантажень від поперечних провідностей \dot{S}_y ;

\dot{S}_{bn} – компонента \dot{S}_o від заданих навантажень \dot{S}_n ;

$d\dot{S}_{bk}$ – власні втрати від контурних струмів;

$d\dot{S}_{ko}$ – втрати взаємодії контурних струмів з навантажувальними і зарядними потоками $\hat{I}_k \cdot (\hat{I}_n + \hat{I}_y)$ і $\hat{I}_k \cdot (\hat{I}_n + \hat{I}_y)$;

\dot{S}_{os} – вхідний мережевий потік в моделі другого рівня;

\dot{S}_n – вихідний мережевий потік заданих навантажень \dot{S}_n ;

\dot{S}_y – вихідний мережевий потік зарядної потужності \dot{S}_y ;

$d\dot{S}_{nn}$ – власні (навантажувальні) втрати від заданих навантажень $\hat{I}_k^2, \hat{I}_n^2, \hat{I}_y^2$;

$d\dot{S}_{yy}$ – власні (в поперечній провідності) втрати $\hat{I}_k^2, \hat{I}_n^2, \hat{I}_y^2$;

$d\dot{S}_{ny}, d\dot{S}_{yn}$ – втрати взаємодії заданих навантажень і зарядних потужностей $(\hat{I}_k \hat{I}_n + \hat{I}_k \hat{I}_y + \hat{I}_n \hat{I}_k + \hat{I}_n \hat{I}_y + \hat{I}_y \hat{I}_k + \hat{I}_y \hat{I}_n)$;

Схему рис.1.3 можна трактувати як системний еквівалент діючого режиму по інтегральним потокам потужностей та втратами, які ними спричиняються. В схемі виділені дві складові: живильна (*b*) частина, що визначає режимний зовнішній вплив на систему, та розподільчу мережу, що живиться (*n*), яка характеризує ефективність електропостачання споживачів. Як приклад, системний еквівалент режиму для аналізу адресності втрат змушує звернути увагу й чисельно оцінити, що втрати $d\dot{S}_{by}$, $d\dot{S}_{bk}$, $d\dot{S}_{kn}$, $d\dot{S}_{ky}$ не можуть бути повністю віднесені на рахунок споживачів, так як вони є результатом регулювання напруг у системі, втрати $d\dot{S}_{ny}$, $d\dot{S}_{yn}$ відносяться частково, але втрати $d\dot{S}_{nn}$ потрібно адресувати споживачам електроенергії. Подальший чисельний аналіз потребує аналогічних повузлових еквівалентних рішень.

Для прикладу оберемо найпростішу схему з двостороннім живленням, одним навантажувальним вузлом (модель навантаження в потужностях) і одним еквівалентним навантаженням (модель в провідностях шунта). Напряга БП має різну напругу (повинен бути контурний потік), еквівалентна провідність створює власні струми. Всі числові величини обрані тільки для ілюстрації методичних рішень. На рис. 1.5 представлені баланси потужностей. Аналізуючи результати

можна відмітити наступне: звісно, маємо 68% втрат від навантажувальних струмів, однак в їх числі 28% від реактивних потоків, це свідчить про недостатній рівень компенсації реактивної потужності. Крім того, наявність 10% втрат від контурних перетоків недопустимо, необхідно регулювати живлячу напругу.

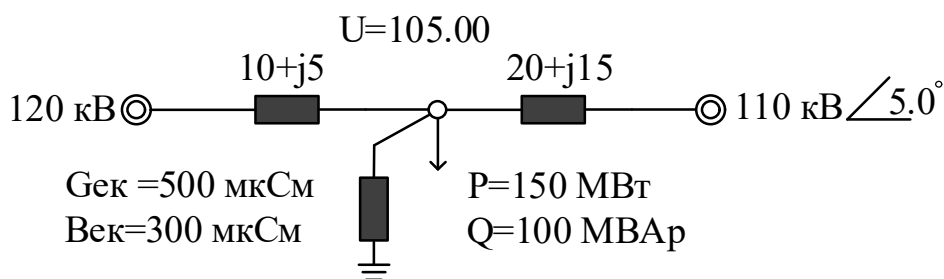


Рисунок 1.4 – Ілюстративний приклад класифікації втрат

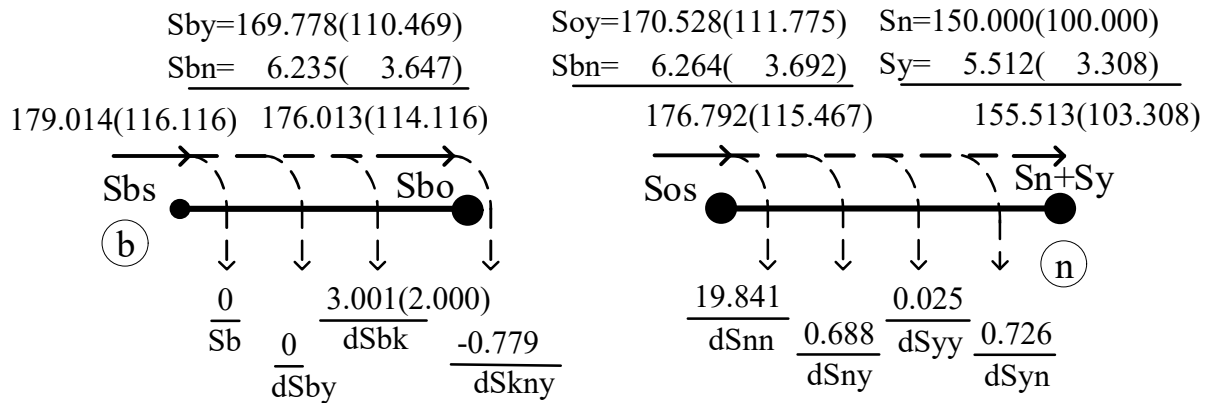
Для аналізу реальних ситуацій в електропередаючих організаціях України, розглянемо режими декількох електричних компаній, результати приведені в табл. 1.1.

dP_u – регулювати практично неможливо ($\approx U^2$). В деяких випадках доцільно зниження напруги, особливо на лініях 750 кВ. Велике значення в розподільчих мережах 110/35/10/0,4 кВ, з свідчить про велику кількість в розрахунковій схемі силових трансформаторів. **Нормою** можна вважати 5-10%

dP_{zk} – велике позитивне значення пояснюється поганим регулюванням РПН трансформаторів, різкими перепадами напруги на балансуючих вузлах, наявністю замкнених контурів в мережах 110, 35, 10 кВ та ін. **Граничною нормою** можна вважати 4%;

dP_{zq} – велике позитивне значення пов'язано з низьким рівнем системної та споживацької компенсації реактивної потужності, високим середнім значенням $\cos \phi$ у споживачів, великою генерацією зарядних потужностей ЛЕП та ін. **Граничною нормою** можна вважати 4%;

dP_{zy} – від'ємне значення свідчить про позитивний ефект компенсації навантажувальних реактивних потужностей зарядними потужностями ЛЕП. Значне позитивне значення визначається відсутністю компенсації поперечної провідності трансформаторів.



***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQk KP= 3 *****

(BALS)		
МОЩНОСТЬ SBS	-179.0137	-116.1163
МОЩНОСТЬ SB	0.0000	0.0000
ПОТЕРИ dSby	0.0000	0.0000
ПОТЕРИ dSbk	3.0006	2.0004

ПОТОК Sbo	-176.0131	-114.1159
ПОТОК Sbn ^	-169.7781	-110.4690
ПОТОК Sby /	-6.2349	-3.6469
ПОТЕРИ dSkny	-0.7788	-1.3512

ПОТОК Sos	-176.7919	-115.4672
ПОТОК Son ^	-170.5281	-111.7749
ПОТОК Soy /	-6.2638	-3.6922
ПОТЕРИ dSnn	19.8406	11.3374
ПОТЕРИ dSyy	0.0252	0.0144
ПОТЕРИ dSny	0.6875	0.4375
ПОТЕРИ dSyn	0.7259	0.3701

МОЩНОСТЬ Sn+Sy	-155.5126	-103.3076
МОЩНОСТЬ Sn ^	150.0000	100.0000
МОЩНОСТЬ Sy /	5.5126	3.3076

БАЛАНС

БП

СЕТЬ

Мнемосхема балансу

СОСТАВЛЯЮЩИЕ		ПОТЕРЬ		(KLAS)
ПОТЕРИ dSy	5.5126 %	19.00 %	3.3076	
ПОТЕРИ dSby	0.0000 %	0.00 %	0.0000	
ПОТЕРИ dSbk	3.0006 %	10.34 %	2.0004	
ПОТЕРИ dSkny	-0.7788 %	-2.68 %	-1.3512	
ПОТЕРИ dSnn	19.8406 %	68.38 %	11.3374	
ПОТЕРИ dSyy	0.0252 %	0.09 %	0.0144	
ПОТЕРИ dSny	0.6875 %	2.37 %	0.4375	
ПОТЕРИ dSyn	0.7259 %	2.50 %	0.3701	

ПОТЕРИ dSs	29.01375 %	100.00 %	16.1163	

КЛАССИФИКАЦИЯ		ПОТЕРЬ		(KLAS)
ПОТЕРИ в Z	dSz	23.5010 %	81.00 %	12.8087
ПОТЕРИ в Z от активнй мощности	dSzp	15.3413 %	52.88 %	8.7183
ПОТЕРИ в Z от реактивной мощности	dSzb	8.1596 %	28.12 %	4.0903

ПОТЕРИ в Z от нагрузочных токов	dSzn	19.8406 %	68.38 %	11.3374
ПОТЕРИ в Z от токов провод.	dSzy+dSny	1.4386 %	4.96 %	0.8221
ПОТЕРИ в Z от ур-в.конт. токов	dSzk+dSkny	2.2217 %	7.66 %	0.6491

ПОТЕРИ в Y	dSy	5.5126 %	19.00 %	3.3076
ПОТЕРИ в Y трансформаторов	dSytr	0.0000 %	0.00 %	0.0000
ПОТЕРИ в Y линий ВЛ и КЛ	dSy1	0.0000 %	0.00 %	0.0000
ПОТЕРИ в Y узловых шунтов	dSyш	5.5126 %	19.00 %	3.3076

ПОТЕРИ	dSs	29.0137 %	100.00 %	16.1163

Рисунок 1.4 – Баланс потужностей згідно класифікації

dP_{Σ} – сумарні втрати [МВт]; $dP_z\%$, $dP_y\%$ – втрати в опорах і провідностях;
 $dP_{zk}\%$ – фактор dP_z – втрати від зрівнювальних контурних струмів $dP_{vk}+dP_{kny}$;
 $dP_{zy}\%$ – фактор dP_z – втрати від струмів поперечних провідностей $dP_{yy}+dP_{ny}+dP_{yn}$;
 $dP_{zq}\%$ – фактор dP_z – втрати від струмів реактивної потужності;
 $dP_{\Sigma}, dP_z, dP_y > 0$; $dP_{zq} > 0$; $dP_{zk}, dP_{zy} > \text{фактор збільшує втрати}$;
 $dP_{zk}, dP_{zy} < \text{фактор зменшує втрати}$.

Таблиця 1.1 – Розрахункові втрати активної потужності згідно методики.
 Режими осінньо-зимнього максимуму 2018 р. Фактори аналізу

N	Організація	dP_{Σ}	$dP_z\%$				dP_y
			dP_z	$dP_{zk}\%$	$dP_{zy}\%$	dP_{zq}	
1	Центр ЕС	139.65(100%)	90.8	-0.6	-26.3	9.1	9.2
2	Київобл.	60.51(100%)	48.9	7.98	-0.5	10.6	19.2
3	Дніпрообл.	75.57(100%)	53.5	5.3	0.3	8.5	46.5
4	Харківобл.	35.80(100%)	61.2	20.8	-1.2	16.0	38.8
5	Донецькобл.	44.89(100%)	56.2	12.4	0.7	8.0	43.9
6	Одесаобл.	34.97(100%)	73.8	7.7	-0.9	15.9	9.2
7	Херсонобл.	27.44(100%)	73.3	7.8	-0.4	11.7	26.8
8	Сумиобл.	13.03(100%)	60.0	10.3	-1.0	10.3	40.0
9	Закарпаттяобл.	20.07(100%)	81.3	10.1	-0.2	13.9	18.7
10	Чернівціобл.	12.79(100%)	84.5	0.0	-0.5	10.5	15.5

Оцінку ефективності режиму можна привести на основі перерахованих чотирьох факторів, наприклад: по Центральній енергосистемі доцільно вирішити питання по системній компенсації Q , в Закарпаттяобл. необхідно реалізувати системну та споживацьку оптимізацію потоків Q , а також звернути увагу на великий відсоток втрат від контурних зрівнювальних струмів і т.д.

Отримані балансні рівняння можуть дати теоретичні рішення при розробці еталонних методів розрахунку економічних еквівалентів реактивної потужності з врахуванням багатьох балансуючих вузлів, поперечних провідностей,

розрахункових мереж різних рівнів напруги, тобто при розробці промислового варіанту еталонного розрахунку похідної $\partial \Delta \dot{S} / \partial Q_j$.

1.4 Методика розрахунку плати за перетоки реактивної потужності

В методиці, яка розглядається, доводиться взаємодіяти з рядом, відносно, нових технологічних та економічних понять: плата за товар, плата за послуги, санкції та ін. Потрібно навести визначення деяких понять:

- **Електромагнітно незбалансованими** називають електроустановки, установки, які споживають (або генерують) реактивну електроенергію.
- **Адресність плати** – це поняття, яким визначається величина коштів, яку будуть платити непобутові споживачі, які експлуатують електромагнітно незбалансовані установки, в залежності від їх розташування до генеруючих точок.
- **Вимушеність надавання послуг** обумовлена необхідністю зберегти нормальний режим роботи мережі, так як споживання реактивної електроенергії негативно впливає на якість електричної енергії та погіршує стабільність напруги в електромережі.
- **Стимулююча плата** – плата для стимулювання непобутового споживача до ініціативи до компенсації перетікань реактивної електричної енергії.
- **Реактивна потужність** – величина, що характеризує навантаження, що створюють в електротехнічних пристроях, коливання енергії електромагнітного поля у колі синусоїдного змінного струму. Складова повної потужності, яка залежно від параметрів, схеми та режиму роботи електричної мережі спричиняє додаткові втрати активної електричної енергії та погіршення показників якості електричної енергії; технологічно шкідлива циркуляція електричної енергії між джерелами електропостачання та приймачами змінного електричного струму, викликана електромагнітною незбалансованістю електроустановок.
- **Компенсація реактивної потужності** - цілеспрямована дія на баланс реактивної потужності в конкретному вузлі електроенергетичної системи з метою зменшення втрат електричної енергії та регулювання напруги.

Потрібно встановити у безпосередній близькості від електроприймачів власні джерела реактивної енергії (компенсуючі установки) – в такому випадку реактивна енергія буде циркулювати між даними джерелами та приймачами і не буде споживатись з електромереж, це ж у свою чергу ліквідує додаткові втрати електроенергії у мережах.

- **Перетікання реактивної електричної енергії** – складова фізичних процесів передачі, розподілу та споживання активної електричної енергії, яка залежно від параметрів, схеми та режиму роботи електричної мережі спричиняє додаткові технологічні втрати активної електричної енергії та погіршення показників якості електричної енергії.
- **Плата за перетікання реактивної електроенергії** – плата за послуги, які електропередавальна організація або власник технологічних електричних мереж змушені надавати споживачу, якщо він експлуатує електромагнітно незбалансовані електроустановки.

Методика встановлює порядок обчислення плати за перетікання реактивної електричної енергії між оператором системи розподілу/оператором системи передачі і непобутовими споживачами, що є платою за послуги із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії до електроустановок споживачів, що експлуатують електромагнітно незбалансовані установки з неефективним співвідношенням активної і реактивної потужності, які оператор системи розподілу/оператор системи передачі змушений надавати споживачам на території здійснення своєї ліцензованої діяльності. **Плата за перетікання реактивної електричної енергії** між оператором системи розподілу/оператором системи передачі і непобутовими споживачами, що є платою за послуги із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії до електроустановок споживачів, що експлуатують електромагнітно незбалансовані установки з неефективним співвідношенням активної і реактивної потужності, які оператор системи розподілу/оператор системи передачі змушений надавати споживачам на території здійснення своєї ліцензованої діяльності. Плата за перетікання реактивної електричної енергії застосовується для адресного економічного

стимулювання ініціативи непобутового споживача до компенсації перетікань реактивної електричної енергії.

Методика визначає умови розрахунку і аналізу режимів електричних мереж операторів системи передачі, операторів системи розподілу і непобутових споживачів для визначення економічних еквівалентів реактивної потужності.

Вона є обов'язкова для операторів системи передачі, операторів системи розподілу, непобутових споживачів та об'єктів альтернативної енергетики під час їх роботи в режимі споживача електричної енергії.

Розрахунки за перетоки реактивної електроенергії здійснюються за об'єктами споживачів електроенергії з дозволеною потужністю 50 кВт і більше, окрім об'єктів, які споживають електроенергію на комунально-побутові потреби і технічні цілі (робота насосів, ліфтів, замково-переговорних пристроїв, сходових, освітлення дворів і номерних знаків тощо), а також за об'єктами альтернативної енергетики з дозволеною потужністю власних потреб 50 кВт і більше або встановленою потужністю генераторних пристроїв 1 МВт і більше.

Оплата за звітний розрахунковий період здійснюється, якщо споживання або генерація реактивної електроенергії за об'єктом становить 1000 кВАр·год і більше (за відсутності відповідних засобів обліку реактивної електроенергії ці величини визначаються розрахунковим шляхом).

Споживання реактивної електроенергії об'єкту споживача за розрахунковий період обраховується за формулою:

$$WQ_{c(o)} = \sum_{i=1}^{K_V} WQ_{c(+i)} - \sum_{j=1}^{K_T} WQ_{c(-j)}, \quad (1.6)$$

де $WQ_{c(o)}$ – розрахункове значення споживання реактивної електроенергії об'єкту споживача за розрахунковий період, кВАр·год;

i, j – індекси вхідних і транзитних точок вимірювання;

K_V, K_T – кількість вхідних і транзитних точок вимірювання;

$WQ_{c(+i)}$ – об'єм споживання реактивної електроенергії i -ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год;

$WQ_{c(-j)}$ – об'єм споживання реактивної електроенергії j -ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 1.6 значення $WQ_{c(0)}$ приймається рівним нулю.

При відсутності у вхідній точці вимірювання засобу обліку споживання реактивної електроенергії ОС, за необхідності, встановлює такий засіб обліку за власний рахунок і використовує його показники у формулі 1.6 або використовує розрахункове споживання реактивної електроенергії, що обчислюється за формулою:

$$WQ_{c(+)} = WPC_{(+)} \times \operatorname{tg} \varphi_H, \quad (1.7)$$

де $WPC_{(+)}$ – об'єм споживання активної електроенергії у вхідній точці вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;

$\operatorname{tg} \varphi_H$ – нормативний тангенс навантаження, що дорівнює 0,8.

Для обчислення фактичного тангенсу навантаження об'єкту споживача розраховується споживання активної електроенергії по формулі:

$$WPC_{(0)} = \sum_{i=1}^{K_V} WPC_{(+)i} - \sum_{j=1}^{K_T} WPC_{(-)j}, \quad (1.8)$$

де $WPC_{(0)}$ – розрахункове значення споживання активної електроенергії об'єкту споживача за розрахунковий період, кВт·год;

$WPC_{(-)j}$ – об'єм споживання активної електроенергії j-ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВт·год.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 1.8 значення $WPC_{(0)}$ приймається рівним нулю.

Фактичний тангенс навантаження об'єкту споживача розраховується за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = WQ_{c(0)} / WPC_{(0)}. \quad (1.9)$$

Значення $WQ_{c(0)}$, $WPC_{(0)}$ визначаються по формулах 1.6 і 1.8, в яких враховуються об'єми споживання активної і реактивної електроенергії $WPC_{(+)}$, $WQ_{c(+)}$ по всіх вхідних точках вимірювання, у тому числі обчислені за формулою 1.6.2, а транзитні обсяги споживання активної та реактивної електроенергії $WPC_{(-)}$, $WQ_{c(-)}$ враховуються тільки у точках вимірювання, де наявні засоби обліку споживання реактивної електроенергії.

Якщо у формулі 1.9 значення $WP_{c(O)}$ дорівнює нулю, то значення $\text{tg}\varphi$ приймається рівним $\text{tg}\varphi_H$.

При відсутності в транзитній точці вимірювання засобів обліку споживання реактивної електроенергії застосовується розрахункове споживання реактивної електроенергії, яке обчислюється з урахуванням фактичного тангенса навантаження по формулі:

$$WQ_{c(-)} = WP_{c(-)} \times \text{tg}\varphi. \quad (1.10)$$

У формулі 1.10 значення $\text{tg}\varphi$ обмежено значеннями від нуля до $\text{tg}\varphi_H$.

Кінцеві значення споживання активної та реактивної електроенергії, а також фактичного тангенса навантаження об'єкту споживача за розрахунковий період обчислюється за формулами 1.6, 1.8, 1.9 з урахуванням об'ємів споживання активної та реактивної електроенергії усіх точок вимірювання, в тому числі обчислених за формулами 1.7, 1.10.

Генерація реактивної електроенергії об'єкту споживача (плата за генерацію реактивної електроенергії) за розрахунковий період розраховується тільки за наявності на його об'єкті засобів КРП чи пристроїв генерації активної потужності (СК, БСК, СД, СТК, блок-станції, дизельні генератори, когенераційні установки, тощо).

Генерація реактивної електроенергії кабельними лініями і високовольтними (110 – 750 кВ) повітряними лініями у розрахунках не враховується. За наявності на об'єкті споживача засобів КРП або пристроїв генерації активної потужності обсяги генерації реактивної електроенергії можуть визначатись в точках вимірювання, що не враховують обсяги генерації кабельних ліній або високовольтних повітряних ліній.

За наявності засобів обліку генерації реактивної електроенергії на всіх вхідних точках вимірювання генерація реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період визначається за формулою:

$$WQ_{\Gamma(O)} = \sum_{i=1}^{K_V} WQ_{\Gamma(+i)} - \sum_{j=1}^{K_T} WQ_{\Gamma(-j)}, \quad (1.11)$$

де $WQ_{\Gamma(O)}$ – розрахункове значення генерації реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період, кВАр·год;

$WQ_{Г(+i)}$ – обсяг генерації реактивної електроенергії i -ї вхідної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год;

$WQ_{Г(-j)}$ – обсяг генерації реактивної електроенергії j -ї транзитної точки вимірювання за розрахунковий період, кВАр·год.

У формулі 1.11 транзитні обсяги генерації реактивної електроенергії $WQ_{Г(-)}$ враховуються тільки в точках вимірювання, де наявні засоби обліку генерації реактивної електроенергії.

У формулі 1.11 використовуються обсяги генерації реактивної електроенергії у зоні нічного провалу добового графіка за умови наявності такого обліку в усіх точках вимірювання.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 1.11 значення $WQ_{Г(0)}$ приймається рівним нулю.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії обсяг генерації реактивної електроенергії об'єкта споживача визначається розрахунковим шляхом за формулою:

$$WQ_{Г(0)} = (Q_{ку} + 0,3 \times P_{сд}) \times t_{п}, \quad (1.12)$$

де $Q_{ку}$ – сумарна встановлена потужність робочих (неопломбованих) КУ на об'єкті споживача, кВАр;

0,3 – рекомендований режим роботи високовольтних синхронних двигунів у режимі перекомпенсації з метою компенсації власної реактивної потужності;

$P_{сд}$ – сумарна встановлена потужність високовольтних (більше 1 кВ) синхронних двигунів на об'єкті споживача, кВт;

$t_{п}$ – кількість годин у розрахунковому періоді, год.

Плата за перетікання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період визначається за формулою:

$$П = П1 + П2 - П3, \quad (1.13)$$

де $П1$ – основна плата за перетоки реактивної електроенергії, грн;

$П2$ – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, грн;

$П3$ – знижка плати у разі залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн.

Плата П1 визначається за формулою:

$$П1 = Пс + Пг, \quad (1.14)$$

де Пс – плата за споживання реактивної електроенергії, грн;

Пг – плата за генерацію реактивної електроенергії, грн.

Плата за споживання реактивної електроенергії розраховується за формулою:

$$Пс = \left(\sum_{i=1}^{K_V} WQ_{c(+i)} \times D_i - \sum_{j=1}^{K_T} WQ_{c(-j)} \times D_j \right) \times Ц, \quad (1.15)$$

де D_i, D_j – ЕЕРП у вхідних і транзитних точках вимірювання, кВт/кВАр;

у перший розрахунковий період дії нового ринку електричної енергії:

$Ц$ – прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії, яка визначається на рівні прогнозованої оптової ринкової ціни на електричну енергію, що затверджена НКРЕКП на квартал, який передував даті початку дії нового ринку електричної енергії, грн/кВт·год;

починаючи з другого розрахункового періоду дії нового ринку електричної енергії:

$Ц$ – середньозважена фактична ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» за перші 20 днів попереднього розрахункового періоду, що визначається та оприлюднюється оператором ринку на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет не пізніше 25 числа попереднього розрахункового періоду, грн/кВт·год.

У формулі 1.15 враховуються обсяги споживання реактивної електроенергії всіх точок вимірювання, в тому числі розраховані за формулами 1.7, 1.10.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 1.15 значення Пс приймається рівним нулю.

За наявності засобів обліку генерації реактивної електроенергії на всіх вхідних точках вимірювання плата за генерацію реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$Пг = \left(\sum_{i=1}^{K_V} WQ_{g(+i)} \times D_i - \sum_{j=1}^{K_T} WQ_{g(-j)} \times D_j \right) \times Ц. \quad (1.16)$$

У формулі 1.16 транзитні обсяги генерації реактивної електроенергії $WQ_{Г(-)}$ враховуються тільки в точках вимірювання, де наявні засоби обліку генерації реактивної електроенергії.

У формулі 1.16 використовуються обсяги генерації реактивної електроенергії в зоні нічного провалу добового графіка за умови наявності такого обліку в усіх точках вимірювання.

У разі отримання від'ємного результату за формулою 1.16 значення $\Pi_{Г}$ приймається рівним нулю.

За відсутності хоча б в одній вхідній точці вимірювання засобу обліку генерації реактивної електроенергії плата за генерацію реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$\Pi_{Г} = WQ_{Г(0)} \times D_{ср} \times Ц, \quad (1.17)$$

$$\text{де } D_{ср} = \frac{1}{K_v} \sum_{i=1}^{K_v} D_i - \text{середнє значення ЕЕРП за вхідними точками}$$

вимірювання об'єкта, кВт/кВАр.

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП обчислюється за формулою:

$$\Pi_2 = \Pi_c \times (\operatorname{tg} \varphi - 0,25)^2. \quad (1.18)$$

При $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,25$ (що відповідає економічному режиму роботи з $\cos \varphi = 0,97$) складова Π_2 приймається рівною нулю. Якщо $\operatorname{tg} \varphi > 2$, у формулі 1.18 використовується $\operatorname{tg} \varphi = 2$.

Умови розрахунку знижки плати Π_3 узгоджуються зі споживачем і відображаються у відповідному додатку до ДНПЗПРЕ. Рішення про доцільність залучення споживача до регулювання електричних режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок приймає ОС.

Розрахункові втрати реактивної електроенергії в обладнанні технологічних мереж споживача або ОС (трансформатори, лінії, реактори тощо) в розрахунках за перетікання реактивної електроенергії не враховуються.

Значення ЕЕРП, що використовуються у формулах 1.15-1.17, розраховуються за допомогою сертифікованого програмного комплексу

КВАРЕМ або інших програмних комплексів, сумісних з ним за функціональними можливостями.

Математично ЕЕРП є частковою похідною за сумарними втратами активної потужності розрахункової схеми електричної мережі від реактивної потужності в точці розрахунку і обчислюється методом чисельного диференціювання за формулою:

$$D = (\Delta P_{(+)} - \Delta P_{(-)}) / 2\Delta Q, \quad (1.19)$$

де $\Delta P_{(+)}$, $\Delta P_{(-)}$ – відповідно сумарні втрати активної потужності в розрахунковій схемі електричних мереж у разі відхилення реактивної потужності в точці розрахунку на величини $+\Delta Q$ і $-\Delta Q$.

Обчислення ЕЕРП виконуються на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж ОСП, розподільних мереж ОСР і технологічних мереж споживачів електроенергії.

ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача розраховуються з урахуванням параметрів обладнання його електричних мереж (трансформаторів, ліній, реакторів тощо).

ЕЕРП транзитних точок вимірювання або вхідних точок вимірювання субспоживачів можуть розраховуватись з урахуванням параметрів обладнання електричних мереж субспоживачів за наявності відповідної розрахункової схеми програмного комплексу КВАРЕМ, яка має містити марки і довжини ліній, параметри трансформаторів, реакторів, стан комутаційних апаратів відповідно до нормальної схеми, споживання/генерацію активної і реактивної потужностей у вузлах розрахункової схеми тощо.

За відсутності відповідної розрахункової схеми ЕЕРП транзитних точок вимірювання або вхідних точок вимірювання субспоживачів визначаються значеннями ЕЕРП вхідних точок вимірювання основного споживача за нормальною схемою живлення.

ЕЕРП є сумою двох складових за формулою:

$$D = D1 + D2, \quad (1.20)$$

де D1 – перша складова ЕЕРП, яка характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ОСП, кВт/кВАр;

D2 – друга складова ЕЕРП, яка характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ОСР, кВт/кВАр.

Складові ЕЕРП D1 розраховуються ОСП для кожного центру живлення її розрахункової схеми за нормальною схемою та характерним режимом основної мережі ОСП. Розрахункова схема та характерний режим визначаються режимом максимальних навантажень ОСП, що передуює черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D1 затверджуються ОСП.

Складові ЕЕРП D2 розраховуються ОС для точок вимірювання об'єкта споживача за нормальною розрахунковою схемою живлення споживача та характерним режимом електричної мережі ОС. Розрахункові схеми та характерні режими визначаються режимом максимальних навантажень ОС, що передуює черговому перерахунку ЕЕРП (наприклад, режимом зимового максимуму). Результати розрахунків D2 затверджуються відповідними ОС.

Під час розрахунків ЕЕРП D2 виконується контроль дотримання показників за напругою (як правило, в межах $\pm 10\%$ від номінальної напруги) і завантаження обладнання (як правило, не більше 100%) у розрахунковій схемі живлення споживача. За відсутності даних про фактичні навантаження трансформаторів розподільних мереж ОС для розрахунку ЕЕРП D2 використовується коефіцієнт завантаження трансформаторів – 20% і тангенс навантаження – 0,5.

Активна і реактивна потужність навантаження в точках вимірювання споживача для розрахунку ЕЕРП D2 визначаються за режимом максимального навантаження об'єкта споживача (зимові або літні режимні виміри, розрахункові значення за максимальним обсягом споживання, розрахункове завантаження трансформатора, дозволена потужність тощо). За відсутності даних про реактивну потужність використовується тангенс навантаження – 0,5.

Значення ЕЕРП може бути перераховане протягом дворічного періоду за умови зміни відповідних додатків до ДНПЗПРЕ щодо складу точок вимірювання об'єкта споживача, уточнення навантажень точок вимірювання, зміни параметрів обладнання електричної мережі споживача, що враховувались для розрахунку ЕЕРП D2, зміни нормальної схеми живлення споживача в мережі ОС тощо.

У разі самовільного підключення споживачем пристроїв КРП споживач має сплатити за розрахункові обсяги генерації реактивної електроенергії за формулою 7 з урахуванням потужності самовільно підключених пристроїв КРП з дати останнього внесення змін до ДНПЗПРЕ.

У разі фіксації значних обсягів генерації реактивної електроенергії у вхідних точках вимірювання на об'єкті споживача з відсутніми пристроями КРП, що може відбуватись за рахунок зарядної потужності кабельних ліній споживача, транзитних перетікань реактивної потужності через замкнені мережі споживача або ОС, наявності пристроїв КРП в мережах субспоживачів тощо споживач повинен надати доступ працівникам ОС для відповідної інспекції щодо наявності у споживача або його субспоживачів засобів КРП. У разі відмови споживача від такої інспекції ОС нараховує споживачу плату за генерацію реактивної електроенергії.

Висновки

1. Визначений формат дистанційної взаємодії та можливості роботи з кафедрою за допомогою додатків Skype, Viber, E-Disk та електронної пошти, внаслідок обмежених можливостей комунікації. Розроблені технологічні формати обміну програмними та інформаційними пакетами.
2. Освоєні програмні комплекси PAOTB, Z_REGIM та OPTIM-QT на серії контрольних та промислових схем (Київобл., Дніпрообл., Харківобл., Донецькобл., Одесаобл., Херсонобл., Сумиобл., Закарпаттяобл., Чернівціобл.).
3. Досліджені питання втрат потужності, введено режимну класифікацію втрат, розроблені типові схеми DPDQ для визначення балансу потужностей згідно класифікації.
4. Опрацьована методика розрахунку плати за перетоки реактивної потужності. Визначена необхідність контрольно точних розрахунків економічних еквівалентів реактивних потужностей (ЕЕРП).

2 ПРОГРАМНІ РЕАЛІЗАЦІЇ. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ І ПРОМИСЛОВІ СХЕМИ. РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКІВ ТА ЇХ АНАЛІЗ

2.1 Дослідження методів чисельного диференціювання для розрахунків часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$

В ситуаціях, коли необхідно диференціювати складні математичні конструкції або коли взагалі не існує цільового функціоналу, користуються методами чисельного диференціювання. Метод ілюструється на рис. 2.1.

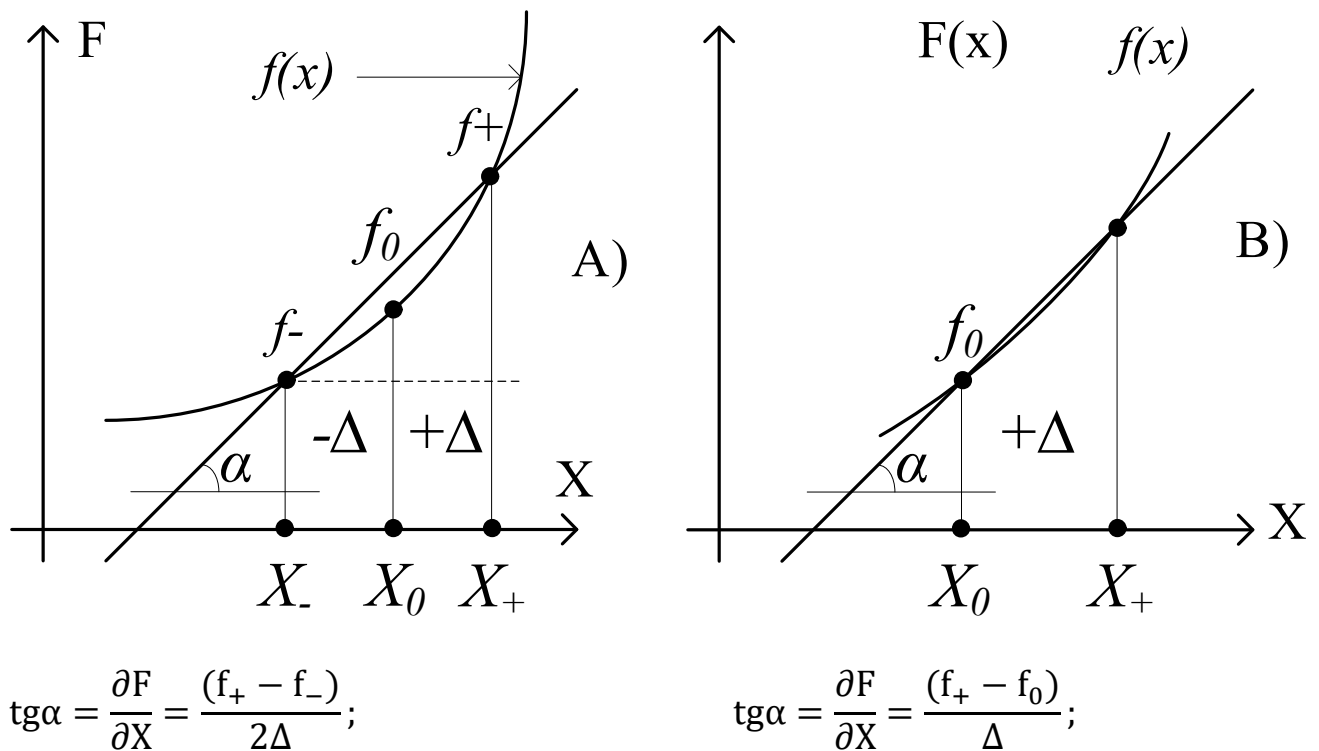


Рисунок 2.1 – Принцип чисельного диференціювання

Тут маємо деяку функцію $f(x)$, для якої використовується класична форма (А) для розрахунку похідної $\partial f / \partial x$. Однак, якщо наперед відомо і обґрунтовано, що функція $f(x)$ має в області диференціювання малу крутизну, можна з достатньою точністю користуватися більш швидкодіючим варіантом (В).

В задачах розрахунку режимів необхідно вирахувати часткову похідну активних втрат по реактивній потужності $\partial \Delta P / \partial Q$. Достатньою точністю прийнято вважати 10^{-4} , тобто чотири значущих цифри (з врахуванням округлення) після коми. В принципі, в режимах максимальних навантажень значення цієї величини для енергосистем і електропередавальних організацій

коливається в діапазоні $0,3000 \div 0.0010$ [кВт/кВАр]. Відмітимо, що часто величину $\partial \Delta P / \partial Q$ називають економічним еквівалентом реактивної потужності (ЕЕРП), точніше **еквівалент втрат від реактивної потужності**. При цьому трактують його значення в спрощеному розумінні: Якщо в вузлі, який має, наприклад, $\text{ЕЕРП} = 0.1000$, збільшити навантаження на 1 МВАр, в мережі збільшаться втрати активної потужності на 0.1 МВт. А якщо встановити БСК 1 кВАр, то слід очікувати зниження втрат на 0.1 кВт. Спрощеність такого трактування ЕЕРП в нелінійності функції $\partial P = f(Q)$.

В розрахунках режимів або їх оптимізації доводиться вираховувати $\partial \Delta P / \partial Q$ для всіх вузлів великих розрахункових схем, а при пошуку оптимальних рішень цей розрахунок виконувати багаторазово. Тому вибір варіанту (А) або (В) має значення. На рис 2.2 показані два контрольних алгоритми розрахунку ЕЕРП.

1: **Розрахунок базового режиму:** $\text{EPS} = 10^{-10}$, $\text{step} = \text{RAZNOE}$, $\text{REG_U}(\text{DP})$;

2: **Цикл по вузлам схеми:** $k = 1$ до KP ;

Варіант (А)

→ 3: **Вибір кроку:**

$dQ = U_n^{[t]} \cdot \text{step}$;

4: **Дорозрахунок режиму:** $Q_s^{[k]} = Q_s^{[k]} + dQ$, $\text{REG_U}(\text{DPP})$;

5: **Дорозрахунок режиму:** $Q_s^{[k]} = Q_s^{[k]} - 2dQ$, $\text{REG_U}(\text{DPPP})$;

6: **Розрахунок ЕЕРП:** $\text{ERM}^{[k]} = \text{abs}(\text{DPP} - \text{DPPP}) / 2dQ$;

7. **Повернення в...:** $Q_s^{[k]} = Q_s^{[k]} + dQ$, $k = k + 1$;

8: **Дорозрахунок режиму;** 9: **Фіксація часу;** 10: **ВИХІД**

Варіант (В)

1: ...; 2: ...; 3: ...; 4: ...; 5: відсутній;

6: **Розрахунок ЕЕРП:** $\text{ERM}^{[k]} = \text{abs}(\text{DP} - \text{DPP}) / dQ$;

7: **Повернення в...:** $Q_s^{[k]} = Q_s^{[k]} - dQ$, $k = k + 1$;

.....

Рисунок 2.2 – Структурні алгоритми варіантів чисельного диференціювання $\partial \Delta P / \partial Q$

Відмітимо наступні моменти:

- для розрахунку режиму використовується програма REG_U комплексу Z_REGIM , яка реалізує його класичний метод;

- розрахунок режиму виконується з високою точністю $\mathbf{EPS}=10^{-10}$;
- базовий крок диференціювання (**step**) вибирається з керуючого файлу комплексу (**RAZNOE**);
- оскільки в вузлах мережі можливий різний рівень напруги (750, 330, ... , 6, 0.4 кВ), реальний крок корегується по формулі $\mathbf{dQ=U_{ном} \cdot step}$;
- основні затрати часу приходяться на ітераційні процеси дорозрахунку режиму програмою REG_U також корекції вузлової реактивної потужності;
- в варіанті (А) є два звернення на дорозрахунок режиму, а в варіанті (В) – один;
- після завершення циклу по вузлам реалізується однократний дорозрахунок режиму для повернення його в вихідний стан;
- для порівняння методів фіксується комп'ютерний час.

Програмна реалізація алгоритму представлена на рис. 2.3. Слід відмітити особливості її експлуатації. Вибір розрахункового варіанту визначається значенням ключа KeyE, який приймає значення:

- (1) – розрахунок EERM реалізується тільки по методу (А);
- (2) – розрахунок EERM реалізується тільки по методу (В);
- (2) – розрахунок EERM реалізується обома методами (А) і (В);

В кожному варіанті видаються на друк величини:

E_{max} – максимальне значення EERM і номер вузла;

E_{mid} – середнє значення EERM для всієї схеми;

time – час розрахунку [сек];

der – максимальна відмінність результатів для методу (В) в порівнянні з методом (А).

В програмній реалізації для вузлів з напругами нижче 10 кВ крок диференціювання приймається рівним 0.001.

Для контрольного порівняння методів (швидкодія, рівень точності) оберемо реальне промислове середовище великих розрахункових схем з рівнем напруги 10-750 кВ. Виконаємо розрахунок ЕЕРП для мереж десяти суб'єктів енергоринку України з різних регіонів України. Результати розрахунків приведені на рис. 2.4. Для аналізу отримали наступне:

```

{#####}
procedure EEPM(key:integer);
var step,dQ,ep,dep,dept,DPo,Emax,Emid: double;
    k,razt : integer;
begin
if RAZNOE<0.2 then step:=RAZNOE else step:=0.0001;
// ##### VARIANT(A) EERP
    if (key=1)or(key=3) then begin
        razE:=raz; prnD :=prnt; Emax:=0; Emid:=0;
        prnt:=3; REG_U(0); de:= Now;
        for razt:=1 to razE do
            for k:=1 to kp do
                if not inSOB(k,scb) then begin
                    dQ := Un^[k]*step; if Un^[k]<10 then dQ:=0.001;
                    Qs^[k]:= Qs^[k]+dQ; REG_U(1);
                    Qs^[k]:= Qs^[k]-2*dQ; REG_U(1);
                    ep:=abs(DPP-DPPP)/(2*dQ); Emid:=Emid +ep;
                    ERM^[k]:=ep; Qs^[k]:= Qs^[k]+dQ;
                    if ep>Emax then Emax:=ep;

                    end; REG_U(0); Emid:=Emid/kp;
                    de:=(Now - de)*86400;
                    Writeln(REG,'#####...time=',de:6:4, '(' ,razE:6,')',
                        ' ERMmax=',Emax:10:4, ' ERMid=',Emid:10:4, ' dep=',dep:12:8);
                end;
// ##### VARIANT(B) EERP
            if (key=2)or(key=3) then begin
                razE:=raz; prnD :=prnt; Emax:=0; Emid:=0; dep:=0;
                prnt:=3; REG_U(0); DPo:=DPP; de:=Now;
                for razt:=1 to razE do
                    for k:=1 to kp do
                        if not inSOB(k,scb) then begin
                            dQ := Un^[k]*step; if Un^[k]<10 then dQ:=0.001;
                            Qs^[k]:= Qs^[k]+dQ; REG_U(1);
                            ep:=abs(DPP-DPo)/dQ; Emid:=Emid +ep;
                            if (key=3) then begin dept:=abs(ERM^[k]-ep);
                                if dept>dep then dep:=dept; end;
                            if ep>Emax then Emax:=ep;
                            ERM^[k]:=ep; Qs^[k]:= Qs^[k]-dQ;
                            end; REG_U(0); Emid:=Emid/kp;
                            de:=(Now - de)*86400;
                            Writeln(REG,'#####...time=',de:6:4, '(' ,razE:6,')',
                                ' ERMmax=',Emax:10:4, ' ERMid=',Emid:10:4, ' dep=',dep:12:8);
                        end;
                    prnt:=0;
                end;
            end;
        end;
    end;
{#####}

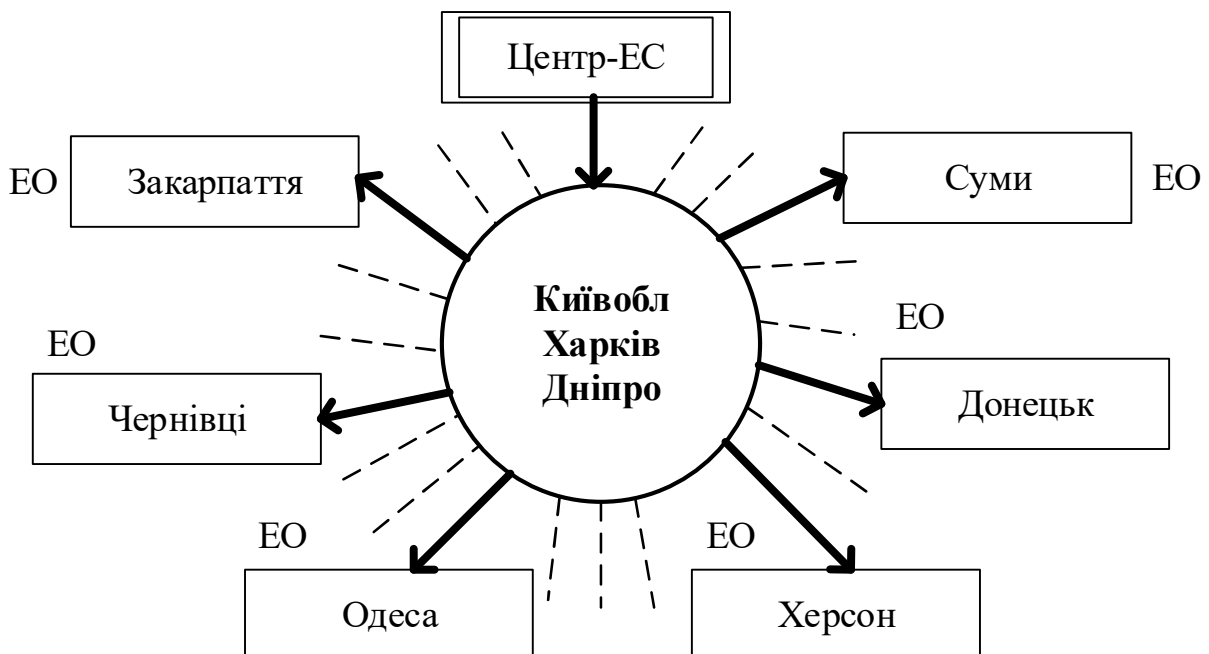
```

Рисунок 2.3 – програмна реалізація розрахунку часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ класичним (А) та спрощеним методами

Таблиця 2.1 – Порівняння методів чисельного диференціювання

№п/п	Схема	Кр	ΔP	ЕЕРП _{max}	ЕЕРП _{mid}	Метод(А)	Метод(В)	
						time	time	Max dep
1	Центр-ЕС	647	139.65	0.1605	0.0735	26.3	10.5	0.00005
2	Київобл	1889	60.51	0.1586	0.0260	61.9	29.4	0.00013
3	Дніпро	4639	75.57	0.1329	0.0097	322.7	154.9	0.00020
4	Харків	2125	35.80	0.1375	0.0108	66.9	32.6	0.00009
5	Закарпаття	784	20.07	0.1689	0.0264	11.1	5.5	0.00010
6	Чернівці	386	12.79	0.1693	0.0359	2.8	1.37	0.00020
7	Одеса	1809	34.97	0.1128	0.0219	51.5	25.4	0.00010
8	Херсон	1664	27.44	0.1178	0.0260	52.6	25.8	0.00012
9	Донецьк	2351	44.89	0.0984	0.0095	80.7	38.5	0.00008
10	Суми	1057	13.03	0.1014	0.0150	16.7	6.2	0.00009

Кр – кількість вузлів; ΔP – втрати потужності [МВт]; ЕЕРП_{max} – максимальне значення $\partial \Delta P / \partial Q$; ЕЕРП_{mid} – середнє значення;



Max dep – максимальне відхилення ЕЕРП в методах (А), (В).

time – час розрахунку ЕЕРП всієї схеми [сек].

Рисунок 2.4 – Порівняння методів чисельного диференціювання на промислових схемах електропередавальних організацій і енергосистем України

- використані розрахункові схеми з режимом осінньо-зимового максимуму 2018 р.;
- напруги 750/330/110 кВ представлені схемою Центральної енергосистеми НЕК Укренерго України;
- напруги 330/110/35/10 кВ представлені розрахунковими схемами облenerго Київобл, Харків, Дніпро (центральний регіон), Закарпаття, Чернівці (Захід), Одеса, Херсон (Південь), Суми (Північ), Донецьк (Схід);
- в таблиці результатів зведені розрахункові параметри і характеристики Кр (кількість вузлів), ΔP (сумарні втрати), $EERPI_{max}$ і $EERPI_{mid, time, der}$ методів диференціювання;
- об'єм схем коливається в межах від 368 (Чернівці) до 4639 (Дніпро);
- максимальний час розрахунку EERPI для схеми Дніпрооблenerго складає більше 5 хвилин;
- метод (А), звісно, є більш точним. Однак в допустимих технологічних межах точності (4 знаки після коми) метод (В) також може працювати.

Для фундаментальної оцінки методу (В) проведемо додаткову серію розрахунків, варіюючи параметр кроку диференціювання. Результати зведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Порівняння результатів зі змінним step

1	Схема	step = 0.01	0.001	0.0001	0.00001	0.000001
1	Центр-ЕС	0.00454054	0.00045393	0.00004539	0.00000454	0.00000050
2	Київобл	0.01374905	0.00137310	0.00019536	0.00019536	0.00019536
3	Дніпро	0.01520271	0.00151812	0.00109112	0.00109112	0.00109112
4	Харків	0.00972614	0.00097183	0.00026203	0.00026203	0.00026203
5	Закарпаття	0.00994395	0.00099306	0.00021791	0.00021791	0.00021791
6	Чернівці	0.01889155	0.00188301	0.00018830	0.00002276	0.00002276
7	Одеса	0.01304996	0.00169602	0.00169602	0.00169602	0.00169602
8	Херсон	0.01289946	0.00128863	0.00027970	0.00027970	0.00027970
9	Донецьк	0.00886386	0.00088579	0.00019534	0.00019534	0.00019534
10	Суми	0.00968132	0.00096749	0.00009675	0.00006659	0.00006659

2.2 Вирішення проблеми багатьох балансуючих вузлів в рівняннях стану режиму електричних мереж

В навчальних методах розрахунку режиму розрахункові схеми мають один єдиний балансуючий вузол. Цей класичний методичний підхід порушується, коли необхідно обчислювати і аналізувати режим електропередаючих організацій типу «...обленерго» з напругами 330, 220, 150 кВ (живлячий рівень), 110, 35, 10 кВ (розподільчий рівень) в ситуації їх живлення від різних енергосистем і наявності міжсистемних перетоків. Автономний розрахунок таких схем необхідний і технологічно обумовлений рівнем диспетчерського керування. При цьому напруги вузлів зв'язку інформаційно забезпечуються або наявністю відповідних вимірів або даними моделювання режимів схем більш високого рівня (рис 2.5).

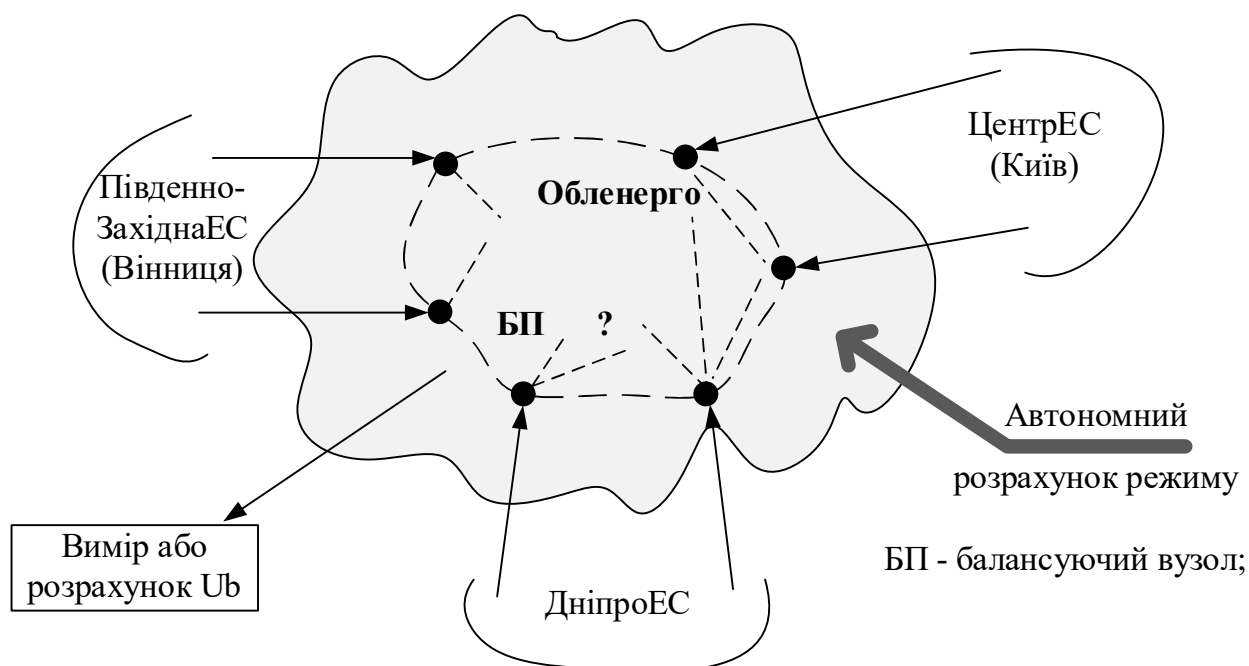


Рисунок 2.5 – Ситуація необхідності розрахунку режимів з багатьма балансуючими вузлами

В принципі, можливі три шляхи вирішення даної проблеми:

Перший шлях: Необхідно створювати значно більшу розрахункову схему, в яку б входили схеми живлячих енергосистем і схема об'єднаної енергосистеми ОЕС з її єдиним балансуючим вузлом – початком координат по напрузі для України. Персонал конкретного оператора з розподілу електроенергії

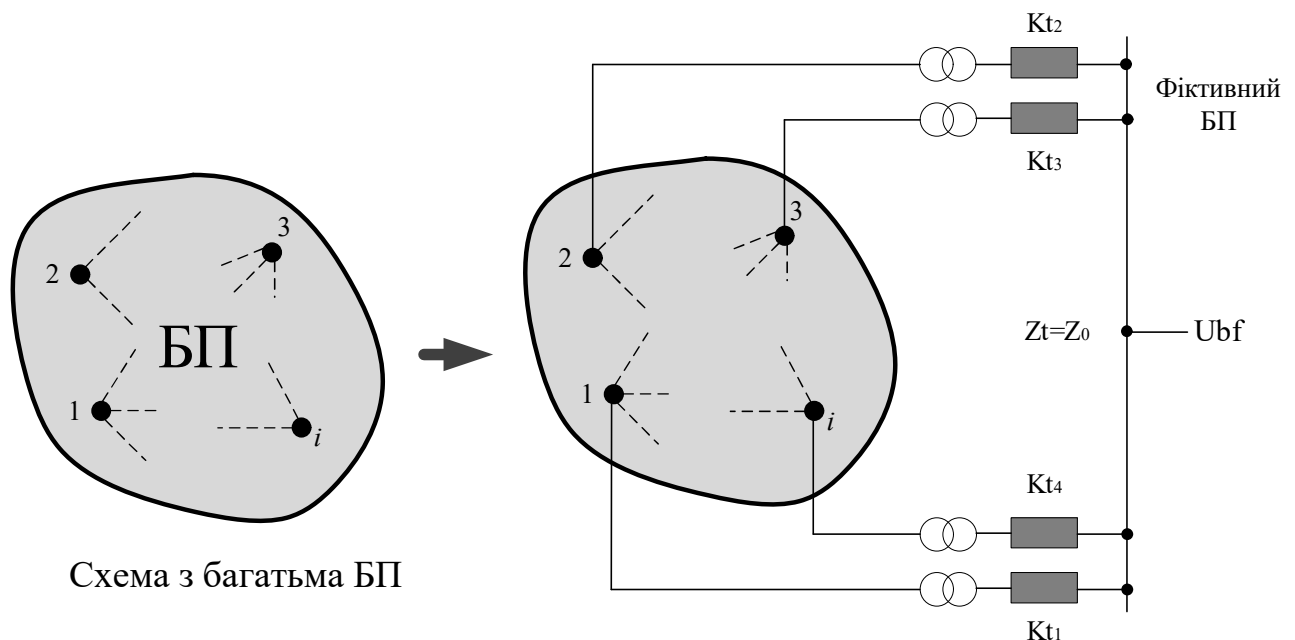
такого рішення **забезпечити не може**. Перед персоналом енергосистем і НЕК така задача не ставиться;

Другий шлях: Створення для кожної схеми обленерго зовнішніх еквівалентів з спільним (одним) балансуючим вузлом. Знову ж, **оператор з розподілу забезпечити цього не може**. Наукових і проєктних організацій без фінансування це питання не цікавить;

Третій шлях: Обленерго своїми зусиллями повинен забезпечувати рівень вимірів на власних балансуючих вузлах і мати інформаційну базу, яка динамічно підтримується по складу обладнання, конфігурації, параметрам і характеристиками навантажень розрахункової схеми. Наука повинна забезпечити методичні варіанти рішення.

Третій шлях є технологічно виправданим і є перспективним для електропередаючих організацій України, хоча потребує наявності в диспетчерських службах груп аналізу режимів.

В математичній моделі розрахунку режиму в схемах з багатьма балансуючими вузлами необхідно додати відповідні корективи або доповнити граф електричної мережі **фіктивною** еквівалентною схемою (рис. 2.6).



$\dot{U}_{b1}, \dot{U}_{b2} \dots \dot{U}_{bi}$ – виміряні (задані);

$$\dot{K}_{t1} = \frac{\dot{U}_{bf}}{\dot{U}_{b1}}, \dots \dot{K}_{ti} = \dot{U}_{bf} / \dot{U}_{bi}$$

Рисунок 2.6 – Конфігураційний перехід від схеми з багатьма БП до класичної схеми

Тут добавляється фіктивний балансуючий вузол з напругою, значно більшою, ніж виміряні напруги реальних БП.

$$U_{bf} \gg U_{b1}, U_{b2}, U_{b3} \dots U_{bi}$$

Опори фіктивних трансформаторів Z_t для зменшення похибки задається на високій стороні і дорівнює $Z_0 \approx jx = 0.001 \dots 0.00001$;

При використанні програми РАО ТВ $Z_0 = 0$, оскільки використовується контурний метод з матрицею контурних опорів Z_k . В інших методах, наприклад, які базуються на матриці вузлових провідностей, опір Z_0 вводиться автоматично. Контрольні приклади, для аналізу еквівалентності запропонованих рішень представлені на рис 2.7, 2.8. Як видно, всі розрахункові характеристики **абсолютно рівні**, оскільки розрахунок виконується в комплексі РАОТП, де $Z_0=0$.

Виконаємо експорт вказаних схем в розділ 2020_Z для проведення аналогічних розрахунків Z_REGIM (рис. 2.9). Як видно, розрахунок ЕЕРП методом чисельного диференціювання повністю співпадає, але прямий матричний метод, реалізований без врахування ряду балансуючих вузлів, дає істотну похибку.

Більш загальним рішенням врахування режиму з багатьма балансуючими вузлами є використання математичного апарату **Жорданових** виключень. Використовуються ці математичні засоби, якщо в системі лінійних рівнянь вектор правих частин і вектор невідомих містить обидві компоненти – відомі і невідомі величини. Розглянемо загальну систему зв'язку струмів і напруг в електротехніці.

$$YU = I, \text{ де}$$

повна матриця вузлових провідностей. Вирішити цю систему звичайним шляхом неможна, оскільки матриця Y – особлива і не має оберненої. Крім того, в складі вектору невідомих напруг є задані величини U_b , а в векторі правої частини є невідомі – струми цих вузлів. Тому згідно алгоритму Жордана, цю систему розкладають на блоки, розділюючи балансуючі та навантажувальні вузли.

Детальне вирішення цих питань розглянуто в представлено в розділі 2.4.

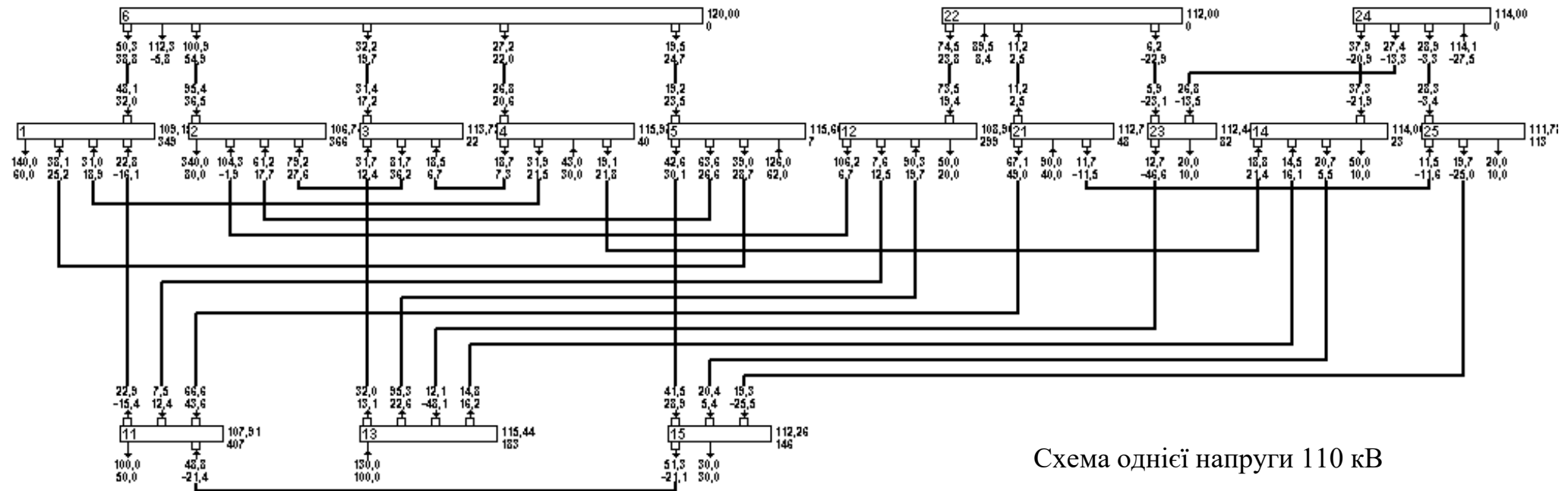


Схема однієї напруги 110 кВ

Балансуючі вузли 6, 22, 24 з заданими напругами $U_b = 120$, $U_{22} = 112$, $U_{24} = 114$ кВ

Економічні еквіваленти:

6: 0.0000	1: 0.0349	11: 0.0407	21: 0.0048
22: 0.0000	2: 0.0366	12: 0.0299	23: 0.0082
24: 0.0000	3: 0.0022	13: 0.0183	25: 0.0113
	4: 0.0040	14: 0.0023	
	5: 0.0007	15: 0.0146	

$K_b = 3$, $K_p = 16$, $K_l = 30$, $K_k = 17$

Споживання | 790 МВт;

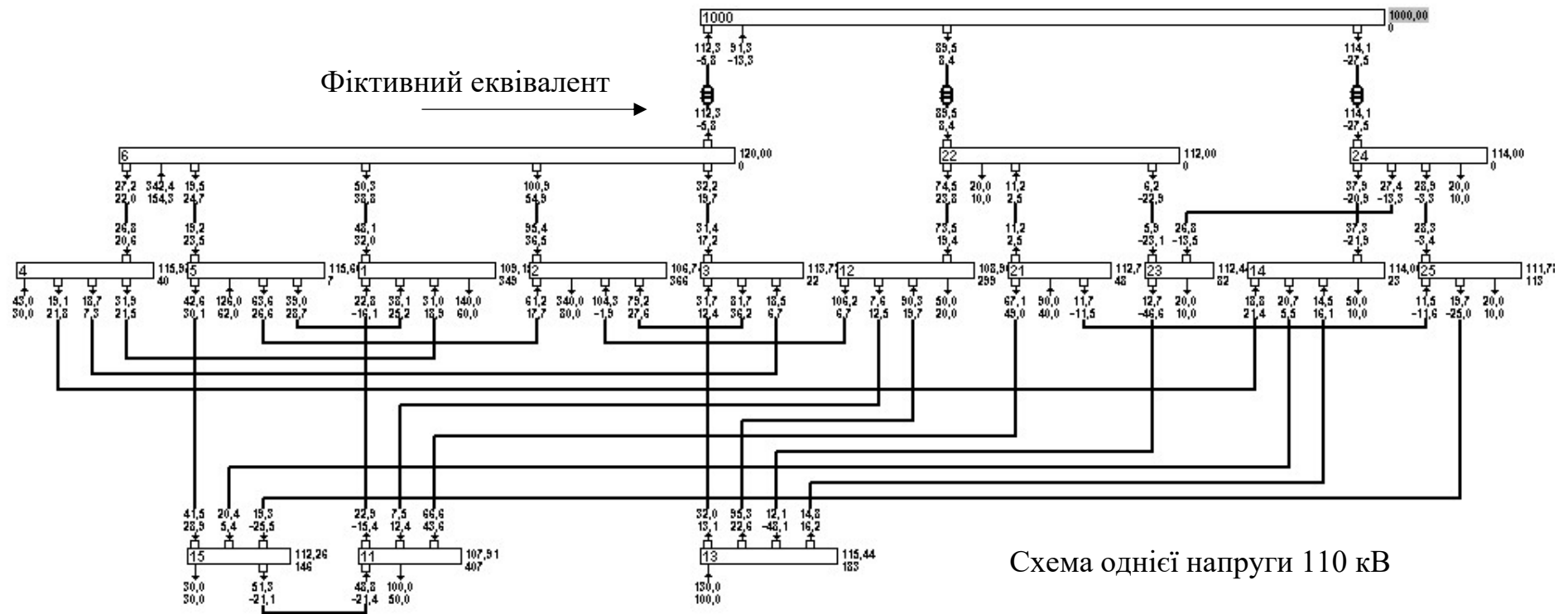
Генерація | -731.3947;

Втрати | 32.7417;

Балансна | -91.3470.

Небаланс 0.0000

Рисунок 2.7 – Контрольний приклад DPDQ_V. Схема (режим) для переходу до одного БП



Балансуючий вузол 1000 з $U_f = 1000$ і трьома фіктивними трансформаторами $K_6 = 8.3333$, $K_{22} = 8.9266$, $K_{24} = 8.7719$

Економічні еквіваленти:

6: 0.0000	1: 0.0349	11: 0.0407	21: 0.0048
22: 0.0000	2: 0.0366	12: 0.0299	23: 0.0082
24: 0.0000	3: 0.0022	13: 0.0183	25: 0.0113
	4: 0.0040	14: 0.0023	
	5: 0.0007	15: 0.0146	

$K_b = 1$, $K_p = 17$, $K_l = 33$, $K_k = 17$

Споживання	790 МВт;
Генерація	-731.3947;
Втрати	32.7417;
Балансна	-91.3470.
Небаланс	0.0000

Рисунок 2.8 – Контрольний приклад DPDQ_W. Схема з фіктивним еквівалентом

***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQ3_W KP=17 *****

Nnn	Name	pr	UM	EERM
1	6	0	120.000	0.0000
2	1	0	109.150	0.0349
3	2	0	106.744	0.0366
4	3	0	113.717	0.0022
5	4	0	115.969	0.0040
6	5	0	115.661	0.0007
7	11	0	107.908	0.0407
8	12	0	108.897	0.0299
9	13	0	115.441	0.0183
10	14	0	113.995	0.0023
11	15	0	112.262	0.0146
12	21	0	112.709	0.0048
13	22	0	111.999	0.0000
14	23	0	112.442	0.0082
15	24	0	114.000	0.0000
16	25	0	111.782	0.0113
17	1000	0	1000.000	0.0000

Розрахунок ЕЕРП програмою REG_U

Абсолютна еквівалентність

ПОТРЕБЛЕНИЕ	790.0000	290.000
ГЕНЕРАЦИЯ	-731.3950	-386.253
ПОТОК БП	-91.3473	13.313
ПОТЕРИ SSS	32.7423	82.939
БАЛАНС СХМ	0.0000	0.000

QQQQQQ... REZALT...QQQQQQ

==8== (V1+jV2)=j(1j-Uo*1j*d(i/U)-Uo*Sj*d(1/U2))*(E1+jE2)

dDP/dQ(dDQ/dQ)	1	-0.037392(-0.122411)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	2	-0.038608(-0.156809)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	3	-0.003907(-0.073387)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	4	0.001044(-0.040985)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	5	-0.006288(-0.051460)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	11	-0.043651(-0.120377)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	12	-0.030008(-0.110223)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	13	0.018036(-0.052662)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	14	-0.000086(-0.059057)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	15	-0.019662(-0.079916)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	21	-0.008428(-0.061166)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	22	-0.000000(-0.071436)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	23	0.005857(-0.066251)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	24	0.000000(-0.052632)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	25	-0.016844(-0.065886)
dDP/dQ(dDQ/dQ)	1000	-0.000000(0.880000)

QQQQQQ...time=0.0040(1)

Розрахунок ЕЕРП

програмою MdDP_dQ

Значна похибка

Рисунок 2.9 – Розрахунок ЕЕРП у середовищі Z_REGIM. Схема DPDQ3_W –
неадекватність ЕЕРП

2.3 Еталонна точна форма для розрахунку часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ в тривіальних радіусах з врахуванням поперечних провідностей ліній, трансформаторів і шунтуючих реакторів

Вихідна і розрахункова форми тривіальних радіусів та кінцева модель представлені на рис.2.10.

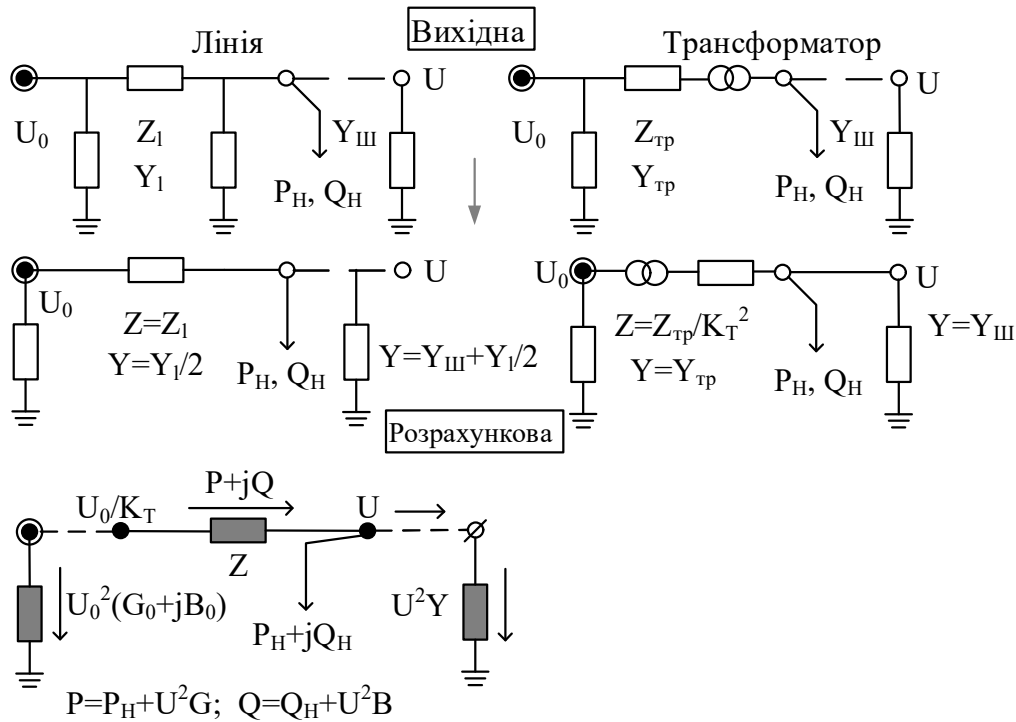


Рисунок 2.10 – Моделі тривіального радіусу з врахуванням поперечної провідності ліній і трансформаторів

Прийняті наступні позначення параметрів та характеристик:

$Z_1, Y_1, Z_{тр}, Y_{тр}, Y_{ш}$ – опори та провідності ліній трансформаторів і шунтів;
 $K_T, Z, Y(G, B)$ – коефіцієнт тр-ра та приведені значення опорів і провідностей

U_0, U, P_H, Q_H, P, Q – напруги опорного вузла та вузла з невідомим ЕЕРП, потужності навантаження або генерації та потік потужності у радіусі.

Для виводу часткової похідної втрат від реактивної потужності використовуємо повну формулу для розрахунку активних втрат і рівняння стану режиму для елементарного радіуса.

$$\Delta P = (P^2 + Q^2) \cdot R / U^2 + U^2 G + U_0^2 G_0; \text{Втрати} \quad (2.1)$$

$$\dot{U} = \dot{U}_0 / k_T - \dot{Z}(\hat{S}_H / \hat{U} + \dot{U} \hat{Y}); \text{Рівняння режиму} \quad (2.2)$$

Оскільки необхідно обчислити похідну по реактивній потужності вузла Q_H , розкриємо вираз (2.1):

$$\Delta P = [(P_H + U^2 G)^2 + (Q_H + U^2 B)^2] \cdot R / U^2 + U^2 G + U_0^2 G_0. \quad (2.3)$$

Загальний вираз повної похідної для складної функції $\Delta P = f(Q, U)$ є функцією трьох складових – часткових похідних:

$$\partial \Delta P / \partial Q_H = \partial \Delta P / \partial Q_H + (\partial \Delta P / \partial U) \cdot (\partial U / \partial Q_H).$$

Розрахуємо значення часткової похідної $\partial \Delta P / \partial Q_H$:

$$\partial \Delta P / \partial Q_H = \partial [(Q_H^2 + 2Q_H U^2 B + U^4 B^2) \cdot R / U^2] / \partial Q_H = 2Q_H R / U^2 + 2BR.$$

Тут з рівняння (2.3) виключились втрати від активної поперечної провідності (G). Друга складова потребує перетворень:

$$\begin{aligned} \partial \Delta P / \partial U &= \partial [P_H^2 / U^2 \cdot R + 2P_H G R + U^2 G^2 R + Q_H / U^2 \cdot R + 2Q_H B R + U^2 B^2 R + \\ &+ U^2 G] / \partial U = \partial [-2P_H^2 / U^3 \cdot R + 2UG^2 R - 2Q_H^2 / U^3 \cdot R + 2UB^2 R + 2UG]. \end{aligned}$$

Якщо позначити навантажувальні втрати $\Delta P_H = (P_H^2 + Q_H^2) R / U^2$ отримаємо кінцевий вираз для другої складової:

$$\partial \Delta P / \partial U = -2\Delta P_H / U + 2UR(G^2 + B^2) + 2UG.$$

Для розрахунку третьої складової $\partial U / \partial Q$ скористаємося рівняннями стану режиму (2.2), попередньо помноживши обидві частини цього рівняння на спряжений комплекс напруги \hat{U} . Розпишемо результат в комплексних складових:

$$U^2 = U_0 / k_T (U' - jU'') - (R + jX)(P_H + jQ_H) - U^2 (R + jX)(G - B).$$

$$\begin{aligned} U^2 &= U_0 U' / k - jU_0 U'' / k - RP_H - XQ_H - jXP_H + jRQ_H - U^2 (RG + XB) - \\ &- jU^2 (XG - RB). \end{aligned}$$

Виділивши дійсну та уявну частини, отримаємо систему з двох рівнянь:

$$\begin{cases} U^2 (1 + RG + XB) = U_0 / k \cdot \sqrt{U^2 - U''^2} - RP_H - XQ_H \\ U^2 (XG + RB) = -U_0 / k \cdot U'' - XP_H - RQ_H \end{cases}$$

Для зручності, позначимо $(1 + RG + XB) = V$, $(XG + RB) = W$, і отримаємо більш компактний запис:

$$\begin{cases} U^2 V = U_0 / k \cdot \sqrt{U^2 - U''^2} - R P_H - X Q_H \\ U^2 W = -U_0 / k \cdot U'' - X P_H - R Q_H \end{cases}.$$

З другого рівняння цієї системи визначимо складову U'' :

$$U'' = (R Q_H - X P_H) / (U_0 / k) - U^2 W / (U_0 / k).$$

Підставивши значення U'' у перше рівняння маємо вираз з модулем напруги:

$$U^2 V = (U_0 / k) \cdot \sqrt{U^2 - [(R Q_H - X P_H) - U^2 W]^2 / (U_0 / k)^2} - (R P_H + X Q_H).$$

Виконавши перенос складової $(R P_H + X Q_H)$ в праву частину рівняння і звівши в квадрат обидві його частини, отримаємо:

$$\begin{aligned} [U^2 V + (R P_H + X Q_H)]^2 &= \left[\sqrt{U^2 (U_0 / k)^2 - [(R Q_H - X P_H) - U^2 W]^2} \right]^2 \\ U^4 V^2 + 2 U^2 U^4 R P_H + 2 U^2 V X Q_H + R^2 P_H^2 + 2 R P_H X Q_H + X^2 Q_H^2 &= \\ = U^2 (U_0 / k)^2 - R^2 Q_H^2 + 2 R Q_H X P_H - X^2 P_H^2 + 2 U^2 W R Q_H - 2 U^2 W X P_H - U^4 W^2. \end{aligned}$$

Позначивши нев'язку правої та лівої частини рівняння через F і, об'єднавши аналогічні вирази, отримаємо рівняння для подальшого диференціювання:

$$\begin{aligned} F = U^4 (V^2 + W^2) + 2 U^2 [V (R P_H + X Q_H) + W (X P_H - R Q_H)] - U^2 (U_0 \\ + Z^2 P_H^2 + Z^2 Q_H^2. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Вираз (2.4) є неявною функцією $F(Q, U)$. Використаємо математичну форму:

$$\partial U / \partial Q = (-\partial F / \partial Q) / (\partial F / \partial U).$$

$$\partial F / \partial Q = 2 U^2 V X - 2 U^2 W R + 2 Z^2 Q_H = 2 U^2 (V X - W R) + 2 Z^2 Q_H.$$

$$\partial F / \partial U = 4 U^3 (V^2 + W^2) + 4 U \cdot [V (R P_H + X Q_H) + W (X P_H - R Q_H)] - 2 U (U_0 / k)^2.$$

Кінцевий вираз для третьої складової $\partial U / \partial Q$ має вигляд:

$$\begin{aligned} \partial U / \partial Q_H &= [-U^2 (V X - W R) + Z^2 Q_H] / U [2 U^2 (V^2 + W^2) + \\ &+ 2 (V (R P_H + X Q_H) + W (X P_H - R Q_H)) - (U_0 / k)^2]. \end{aligned}$$

В якості контрольного прикладу оберемо сукупність елементарних радіусів відповідно з шунтуючим реактором ($Y_{ш}$), потім з $Y_{ш}$ і лінією, де є

провідність на землю (Y_1) потім в наступних радіусах з'являється коефіцієнт трансформації (K_T) і, нарешті, маємо радіус з $Y_{ш}$, Y_1 , K_T і напругою БП, яка менша напруги вузла радіусу з невідомим ЕЕРП. Всі вказані варіанти підготовлені в файлі TRAD1 в форматах UZL і VET. Результати представлені на рис. 2.11.

Розглянутий метод тривіальних радіусів в розрахунках часткових похідних $\partial \Delta P / \partial Q$, який порівняно простий і максимально швидкодіючий, пропонувався для ручних контрольних обчислень, а також при визначенні ЕЕРП в Методиці для розімкнутих розподільчих мереж обленерго та їх філій. При цьому кожна гілка розрахункової схеми представлялася як елементарний радіус, а невідоме ЕЕРП фіксувалось як сума похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ по його трасі до балансуючого вузла схеми, що аналогічно розрахункам падінь напруг. Для аналізу похибок цього методу обрана схема (рис. 2.12), де можливо виділити 5 автономних радіусів (100-1, 1-2 ... 2-5). Відзначимо, що у вузлі 5 встановлена генерація реактивної потужності шляхом задавання ємнісної поперечної провідності ($B = -500$ [мкСім]). Для кожного радіуса розрахована похідна $\partial \Delta P / \partial Q$ і визначений ЕЕРП згідно дослідженого методу (RAD), наприклад:

- вузол1: ЕЕРП (RAD) = 0.0334 = 0.0334;
- вузол2: ЕЕРП (RAD) = 0.0334 + 0.0185 = 0.0519;
- вузол3: ЕЕРП (RAD) = 0.0334 + 0.0185 + 0.0071 = 0.0590, і т.д.

На малюнку також наведені живлячі потоки радіусів, їх навантаження та результат ЕЕРП (REZ), отриманий методом чисельного диференціювання з високою точністю розрахункового режиму. Незважаючи на дотримання балансів потужностей в опорних вузлах радіусів маємо значні похибки ЕЕРП (8.7%, 12.2%, 13.4% ...).

Таким чином, розглянутий метод не може бути рекомендований для економічних розрахунків, наприклад, ЕЕРП при обчисленні плати споживачам за перетікання реактивної потужності.

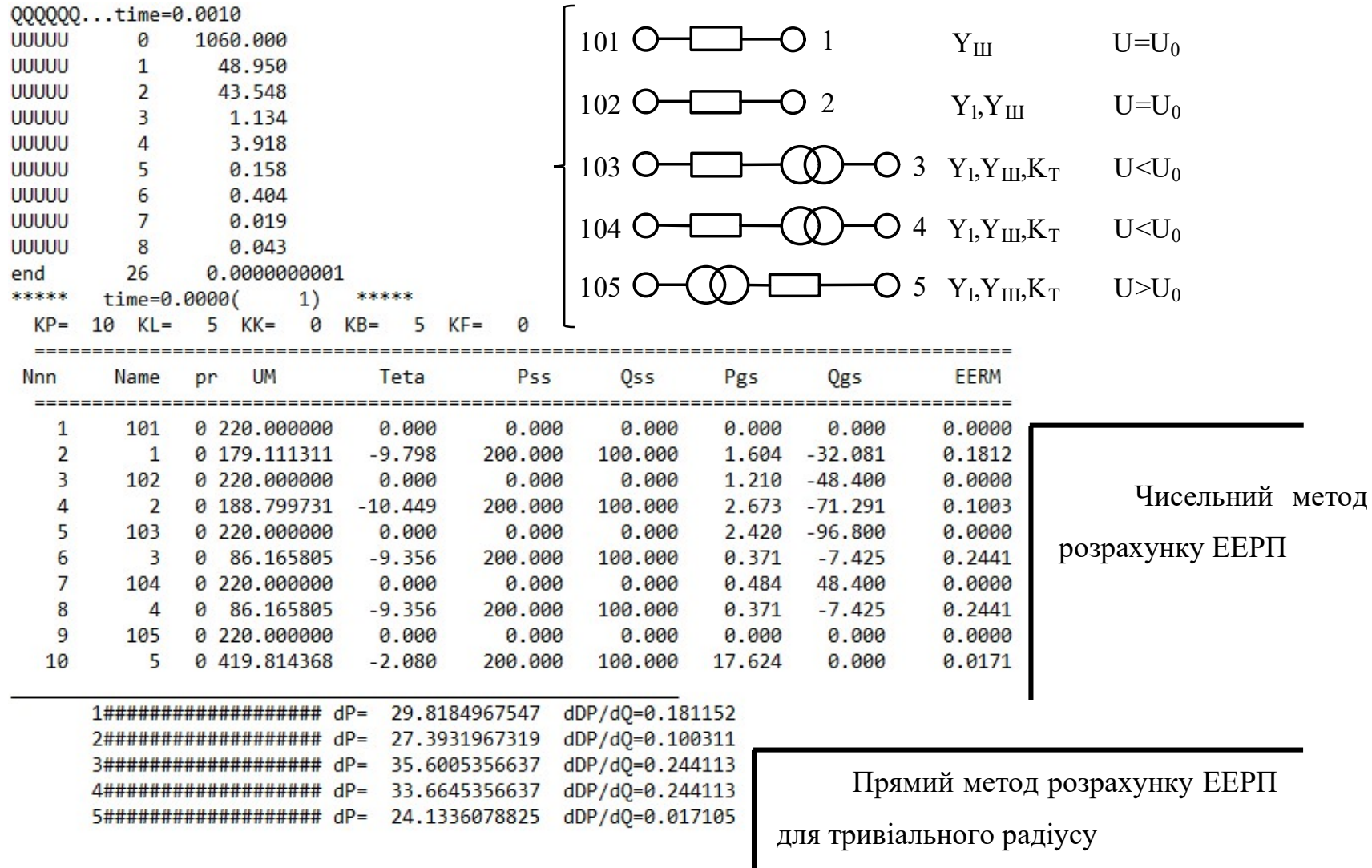


Рисунок 2.11 – Результати роботи комплексу Z_REGIM по схемі TRAD1 з розрахунком ЕЕРП прямим і чисельним методами диференціювання

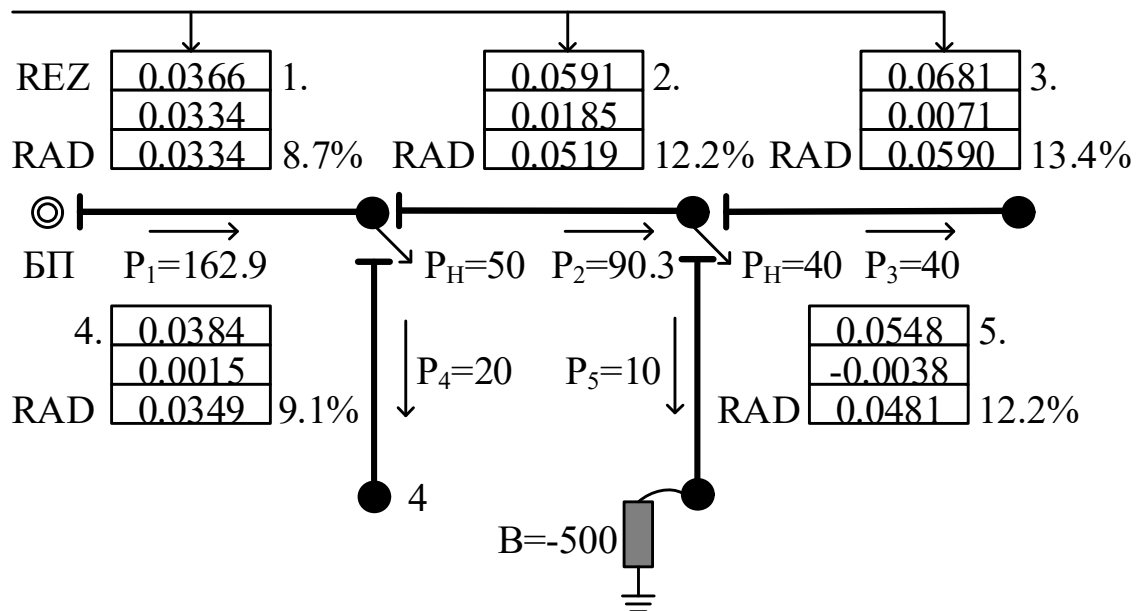


Рисунок 2.12 – Аналіз похибок методу тривіальних радіусів , при розрахунку розімкнених розподільчих мереж

2.4 Еталонна матрична форма для розрахунку $\partial \Delta P / \partial Q$. Врахування поперечних провідностей, класів напруг 750-10 кВ, наявність багатьох балансуєчих вузлів

Термін “промислова схема” відноситься до суб’єктів електроенергетики України, електричні мережі яких мають класи напруги 750/330/220/35/10 кВ та, які включають енергопостачальні енергосистеми в структурі НЕК “Укренерго” та електропередавальні організації розподільчих мереж типу “обленерго”. Всі ці промислові схеми мають об’єми в сотні та тисячі вузлів та характеризуються параметрами мережи, що потребують складних алгоритмічних форм моделювання при розрахунку усталених режимів. Визначимо наступне:

1. Електрична мережа має різні рівні напруги, що реалізуються гілками схеми з моделями трансформаторів (автотрансформаторів) з регулюванням режиму напруги (РПН);

2. Можлива наявність трансформаторів поперечного регулювання напруги (наприклад, ВДТ), моделі яких функціонують з комплексними коефіцієнтами трансформації ($K_{ta} + jK_{tr}$);

3. Електропостачання схеми виконується з ряду балансуєчих (опорних по напрузі) вузлів, вектора напруги яких різняться по модулю та по куту, щодо початку координат режимної системи;

4. Балансуючі вузли можуть бути пов'язані транзитними трасами, в яких, як правило, мають місце зрівняльні контурні струми (потоки потужностей);

5. У контурах де є неврівноважені коефіцієнти трансформації, діють шкідливі контурні перетікання потужності;

6. В гілках мережі моделюють поперечні провідності згідно П-подібній схеми заміщення, в вузлах можливі шунтуючі реактори, або провідності моделей навантажень;

7. В мережі промислових енергосистем можливі вузли з фіксацією модуля напруги за рахунок регулювання реактивної потужності;

Для вирішення задачі задіємо апарат матричної алгебри. Матриці будемо позначати великими літерами з префіксом “d” для діагональних матриць та індексом “j” для вектора-стрічки, або індексом “i” для вектора-стовпця, якщо це необхідно. При наявності ряду балансуючих вузлів фундаментальне рівняння з повною матрицею провідностей перетворюємо у систему двох блочних рівнянь:

$$Y \cdot U = I = \begin{cases} Y_{BB} \cdot U_B + Y_{BN} \cdot U_N = I_B; & \text{I)} \\ Y_{NB} \cdot U_B + Y_{NN} \cdot U_N = I_N; & \text{II)} \end{cases} \text{ , де}$$

$Y_{BB}, Y_{BN}, Y_{NB}, Y_{NN}$ – субматриці провідностей. Символ “B” (балансуючий) та “N” (навантажувальний) свідчать о відносинах рядків та стовбців елементів матриці до відповідних вузлів схеми;

U_B, U_N, I_B, I_N – відповідно вектори-стовпці напруги та струмів вузлів. Усі елементи метриці і векторів є комплексними числами. Спряжений комплекс позначимо символом “ \sim ”.

Оскільки напруги U_N невідомі, математична форма (II) створює рівняння стану електричної мережі або її режиму:

$$U_N = U_0 + Z_{NN} \cdot I_N, \text{ де} \quad (2.5)$$

Z_{NN} – матриця опорів мережі, обернена до матриці провідностей Y_{NN}^{-1} ;

U_0 – вектор приведених напруг балансуючих вузлів до рівня конкретного навантажувального вузла, який в матричній формі дорівнює:

$$U_0 = -Z_{NN} \cdot Y_{NB} \cdot U_B$$

При моделюванні навантажень потужностями $S = P + jQ$ та залежності $I = \hat{S} / \hat{U}$, а також з урахуванням поперечних провідностей вузлів Y_S , рівняння стану перетворюється у нелінійну форму:

$$UN = U0 + ZNN \cdot d\hat{U}^{-1} \cdot \hat{S}N + dY_S \cdot UN^2 \quad (2.6)$$

Якщо в математичну форму (I) підставити значення (2.6), потім помножити обидві частини рівняння (I) на вектор-рядок спряжених балансуючих напруг $\hat{U}B_j$ та відняти це значення від сумарних навантажень усіх вузлів схеми SNN , отримаємо повне рівняння балансу з урахуванням струмів навантаження, контурних зрівноважувальних струмів і струмів від вузлових провідностей. Формат цього рівняння це сума скалярів:

$$\hat{S}SN - \hat{S}SB = D\hat{S}S = \hat{S}SN - D\hat{S}K - \hat{S}BN - \hat{S}BY, \text{ де} \quad (2.7)$$

SSB – сумарна вхідна потужність усіх балансуючих вузлів;

SSN – сумарна споживча потужність усіх навантажувальних вузлів;

DSS – сумарні втрати потужності по усім можливим причинам;

DSK – втрати в мережі, спричинені незрівноваженими контурними струмами;

SBN – складова потужності SSB , що забезпечує “транспорт” потужності з урахуванням втрат на покриття навантажень;

SBY – складова потужності SSB , що здійснює “транспорт” потужності з урахуванням втрат на покриття “споживання” електроенергії у поперечних провідностях ліній, трансформаторів і шунтів;

Наведені компоненти розраховуємо згідно формул:

$$\hat{S}SB = \hat{U}B_j \cdot IB; \quad \hat{D}SK = \hat{U}B_j \cdot (YBB \cdot UB + YBN \cdot U0); \quad (2.8)$$

$$\hat{S}SY = \hat{U}B_j \cdot YBN \cdot ZNN \cdot dY_S \cdot UN^2;$$

$$\hat{S}BN = \hat{U}B_j \cdot YBN \cdot ZNN \cdot d\hat{U}^{-1} \cdot \hat{S}N;$$

Визначимо, що згідно наведених вимог (п.1) усі блочні матриці (YBB, YNB, YBN, YNN) враховують коефіцієнти трансформації. Поперечні провідності трансформаторів та шунтів можуть бути враховані в повній матриці Y згідно:

$$Y \cdot U = I + I_Y = I + d\hat{Y}S \cdot U; \quad (Y - d\hat{Y}S) * U = I$$

При цьому складова SBY з балансуєчого рівняння зникає. Крім цього характеристика DSK не залежить від реактивних потужностей ні від напруги UN . Позначивши:

$$\hat{U}B \cdot YBN * ZNN = Tj,$$

маємо рівняння стану режиму та балансу потужностей для подальшого диференціювання сумарних втрат реактивній потужності:

$$DSS = 1j \cdot SN - \hat{T}j \cdot dUN^{-1} \cdot SN; \quad \text{Втрати} \quad (2.9)$$

$$W = UN - U0 - ZNN \cdot d\hat{U}N^{-1} \cdot \hat{S}N = 0; \quad \text{Рівняння стану}$$

Оскільки функція втрат є складною (залежить від реактивної потужності та напруги, $U = U' + jU''$ задіємо відому математичну формулу:

$$\begin{aligned} dDSS / dQ_k = & (\partial DSS / \partial Q_k) + (\partial DSS / \partial U'_k) \cdot (\partial U_i / \partial Q_k) + \\ & + (\partial DSS / \partial U''_k) \cdot (\partial U''_i / \partial Q_k) \end{aligned} \quad (2.10)$$

Власні похідні $(\partial DSS / \dots)$ – розраховуються по формулам:

$$\partial DSS / \partial Q_k = j(1j - \hat{T}j \cdot dUN^{-1}), \quad (2.11)$$

$$\partial DSS / \partial U'_k = \hat{T}j \cdot dUN^{-2} \cdot DSN, \quad \partial DSS / \partial U''_k = j \cdot \hat{T}j \cdot dUN^{-2} \cdot DSN$$

Проведемо підстановку власних часткових похідних (2.11) у загальний вираз (2.10):

$$\partial DSS / \partial Q_k = j(1j - \hat{T}j \cdot dUN^{-1}) + \hat{T}j \cdot dUN^{-2} \cdot DSN \cdot (\partial U_i / \partial Q_k); \quad (2.12)$$

Щоб визначити $\partial U_i / \partial Q_k$ продиференціюємо рівняння стану як складну, неявну та багатовимірну функцію

$$dWi / dQ_k = (\partial Wi / \partial Q_k) + (\partial Wi / \partial U'_k) \cdot (\partial U'_i / \partial Q_k) + (\partial Wi / \partial U''_k) \cdot (\partial U''_i / \partial Q_k) \quad (2.13)$$

Власні похідні $(\partial Wi / \dots)$ – розраховуються по формулам:

$$\partial Wi / \partial Q_k = jZNN \cdot d\hat{U}N^{-1},$$

$$\partial Wi / \partial U'_k = d1 + ZNN \cdot d\hat{U}N^{-2} \cdot d\hat{S}N, \quad (2.14)$$

$$\partial Wi / \partial U''_k = j(d1 - ZNN \cdot d\hat{U}N^{-2} \cdot d\hat{S}N).$$

Виконаємо підстановку цих похідних в загальний вираз (2.13):

$$jZNN \cdot d\hat{U}N^{-1} + (\partial U_i / \partial Q_k) + ZNN \cdot d\hat{U}N^{-2} \cdot d\hat{S}N \cdot (\partial \hat{U}_i / \partial Q_k) \quad (2.15)$$

В даному виразі (2.15) невідома похідна представлена як комплексна матриця у прямому та спряженому вигляді. З допомогою послідовності алгебраїчних перетворень можливо визначити вираз $(\partial U_i / \partial WQ_k)$, а підставивши його у вираз (2.12) маєм кінцевий результат.

$$\begin{aligned} dDSS / \partial Q_k = & -j[1j - \hat{T}j \cdot dUN^{-2} \cdot d\hat{S}N \cdot \\ & \cdot (d1 - ZNN \cdot d\hat{U}N^{-2} \cdot d\hat{U}N^{-2} \cdot d\hat{S}\hat{N}NN \cdot dUN^{-2} \cdot dSN)^{-1} \cdot ZNN \cdot \\ & \cdot d\hat{U}N^{-1} \cdot (d1 + d\hat{U}N^{-1} \cdot d\hat{S}N \cdot \hat{Z}NN \cdot dUN^{-1})]. \end{aligned} \quad (2.16)$$

Розроблена методика реалізована у режимному середовищі Z_REGIN. Контроль коректності розрахунків проводиться на декількох тематичних прикладів. Три з них приведені на рис. 2.13,2.14,2.15. На першій схемі маємо замкнутий контур з незрівноваженими комплексними коефіцієнтами трансформації. Другий приклад включає в себе набір радіусів з чотирьома балансуючими вузлами. Третя схема має два балансуючих вузла з транзитом зрівноважувальних струмів та в схемі були задіяні чотири класи напруги 110/35/10/0.4кВ.

Для оцінки ефективності розрахунків ЕЕРП в промислових мережевих об'єктах вибрана регіональна схема Закарпаттяобленерго об'ємом в 784 вузла. Аналіз коректності проводиться шляхом порівняння з розрахунками ЕЕРП методами чисельного диференціювання (МЧД) – класичним і приближеним, який використовує малий нахил залежності $\Delta P = f(Q)$. Використовуємо формули МЧД:

$$\partial \Delta P / \partial Q = (dP^+ - dP^-) / (2 \cdot dQ), \text{ або } \partial \Delta P / \partial Q = (dP^+ - dP^0) / dQ, \text{ де}$$

dQ – регульований для класу напруги крок диференціювання;

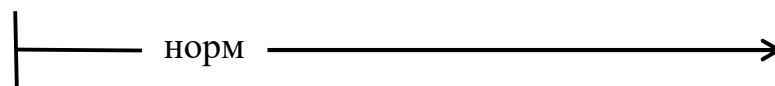
dP^0, dP^+, dP^- – втрати в трьох близьких режимах в точці диференціювання і з приростами реактивної потужності $\pm dQ$.

Для формального порівняння розрахунків ЕЕРП видаються максимальне (ERmax) і середнє (ERmid) значення ЕЕРП, максимальне відхилення по відношенню з класичними МЧД, а також розрахунковий час(time). Скорочені

результати розрахунків приведені на рис. 2.16. Відзначимо, що у контрольних прикладах DPDQw, DPDQb, DPDQt максимальне та середнє значення ЕЕРП, що контролюється згідно промислової точності 10^{-4} , мають однакові значення для усіх реалізованих методах (МЧД – класичний, МЧД – приближений), але метод ЕТАЛОН відмічає наявність і максимальне значення похибок MaxDep. Для промислової схеми Закарпаттяобленерго використання методу МЧД-пр викликає сумнів. Аналіз наведений у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Контроль похибок методів чисельного диференціювання

Схема	ERmax	ERmid	МЧД-кл	МЧД-пр
DPDQw	0.0438	0.0369	0	$0.3 \cdot 10^{-5}$
DPDQb	0.2441	0.1357	$0.5 \cdot 10^{-8}$	$0.3 \cdot 10^{-4}$
DPDQt	0.1242	0.0673	$0.5 \cdot 10^{-8}$	$0.4 \cdot 10^{-4}$
DPDQ_ZAK	0.1683	0.0320	$0.4 \cdot 10^{-8}$	$1.7 \cdot 10^{-4}$



Розрахунок ЕЕРП виконувався для вузлів, де $P, Q \neq 0$. Слід звернути увагу на квадратичну залежність часу розрахунку для матричного методу ЕТАЛОН, але свої функції він виконує.

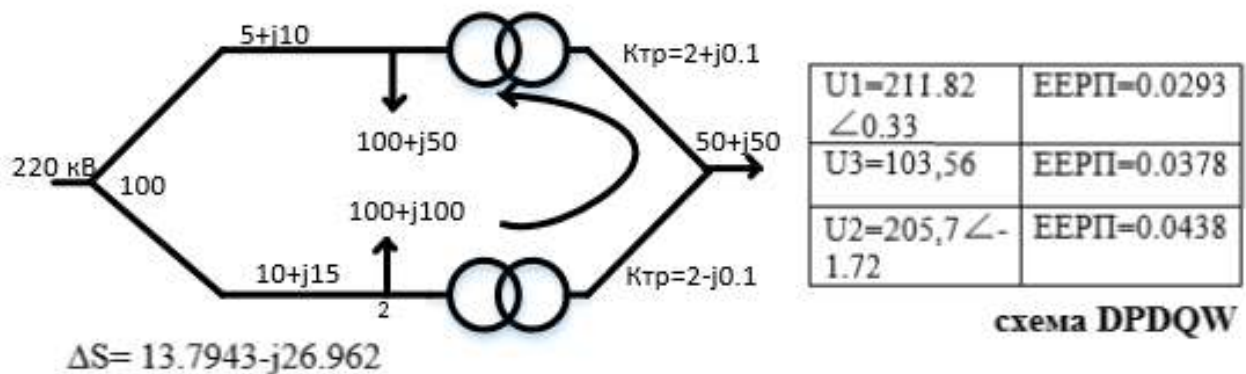


Рисунок 2.13 – Контрольний приклад з комплексними K_{tr}

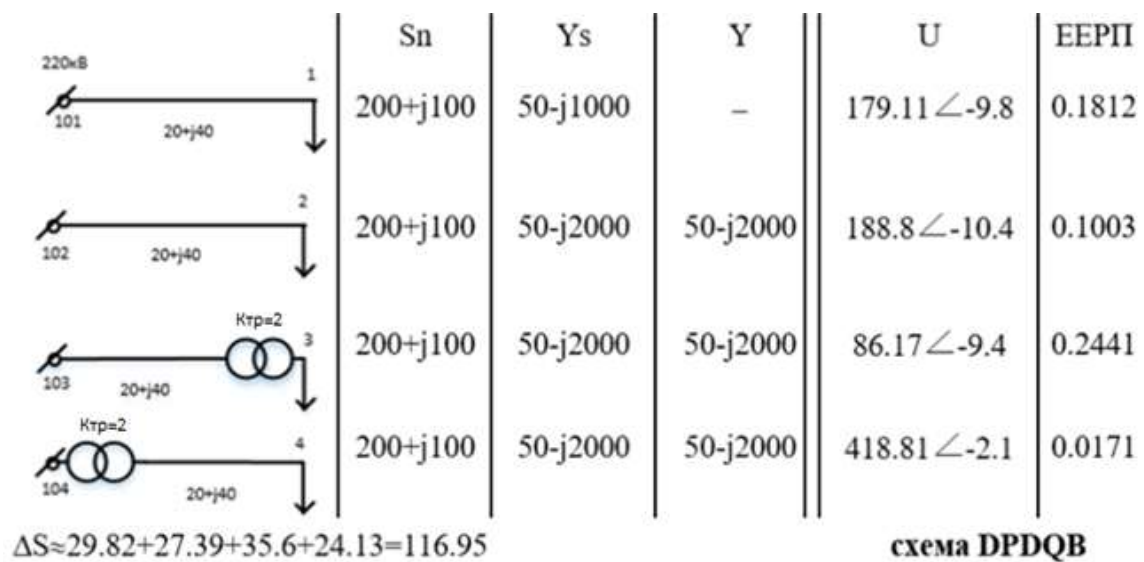


Рисунок 2.14 – Контрольний приклад з автономними БП

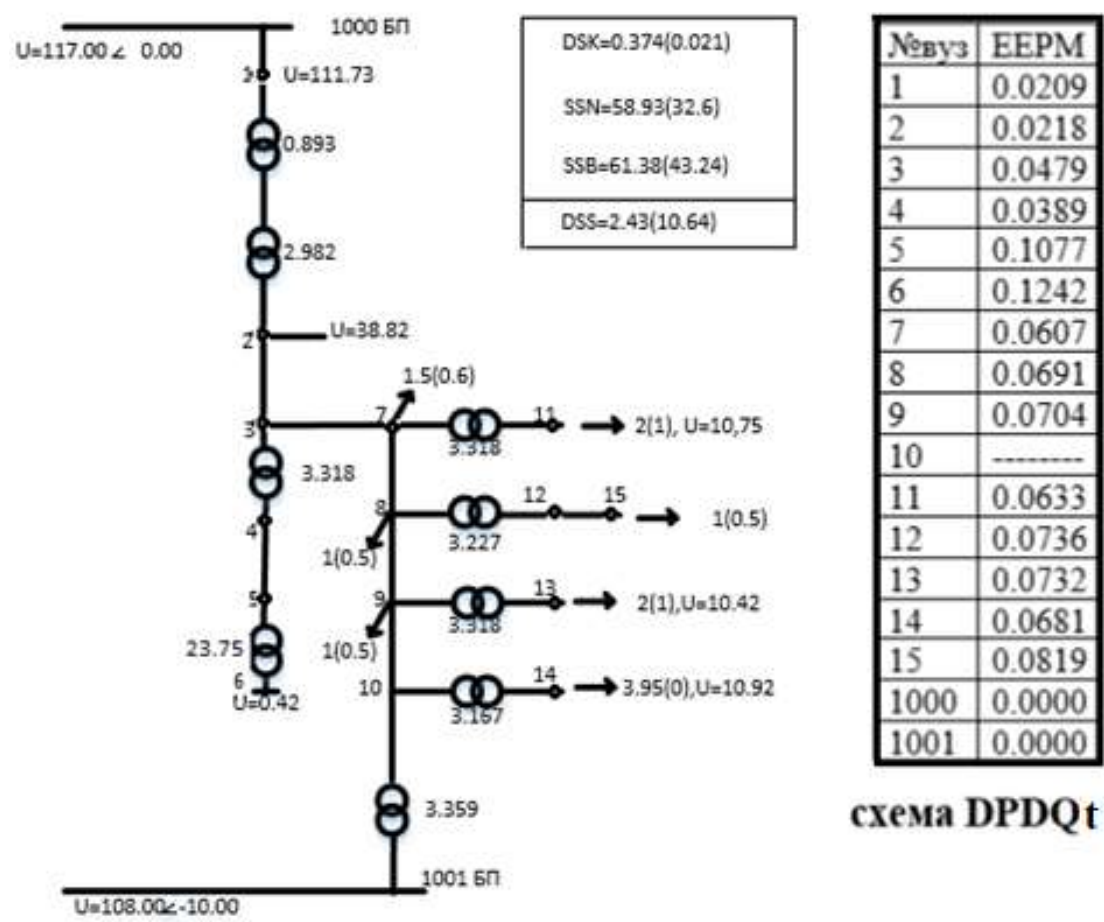


Рисунок 2.15 – Контрольний приклад БП з транзитним зв'язком.

U=110/35/10/0.4 кВ

```

***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQw KP= 4 *****
=====
МЧД-Кл ERmax=0.0438(2) ERmid=0.0369(3) MAXdep=0.000000000(0) time= 0.025(100)
МЧД-Пр ERmax=0.0438(2) ERmid=0.0369(3) MAXdep=0.000031664(3) time= 0.015(100)
ЕТАЛОН ERmax=0.0438(2) ERmid=0.0369(3) MAXdep=0.000000000(3) time= 0.012(100)
***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQb KP= 8 *****
=====
МЧД-Кл ERmax=0.2441(3) ERmid=0.1357(4) MAXdep=0.000000000(0) time= 0.062(100)
МЧД-Пр ERmax=0.2441(3) ERmid=0.1357(4) MAXdep=0.0000338182(2) time= 0.037(100)
ЕТАЛОН ERmax=0.2441(3) ERmid=0.1357(4) MAXdep=0.000000051(6) time= 0.023(100)
***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQt KP= 18 *****
=====
МЧД-Кл ERmax=0.1242(6) ERmid=0.0673(14) MAXdep=0.000000000(0) time= 0.637(100)
МЧД-Пр ERmax=0.1243(6) ERmid=0.0673(14) MAXdep=0.0000367306(7) time= 0.322(100)|
ЕТАЛОН ERmax=0.1242(6) ERmid=0.0673(14) MAXdep=0.000000056(7) time= 0.378(100)

***** (Z_REGIM) File= C:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\DPDQ_ZAK KP= 784 *****
=====
МЧД-Кл ERmax=0.1683(751) ERmid=0.0320(279) MAXdep=0.000000000( 0) time= 3.676(1)
МЧД-Пр ERmax=0.1683(751) ERmid=0.0320(279) MAXdep=0.0001689912(718) time= 1.684(1)
ЕТАЛОН ERmax=0.1683(751) ERmid=0.0320(279) MAXdep=0.0000004167(272)time=342.836(1)
SpectrEERM:0.1683*0.1515*0.1346*0.1178*0.1010*0.0841*0.0673*0.0505*0.0337*0.0168*
: 2 * 0 * 4 * 3 * 8 * 9 * 22 * 43 * 95 * 93 *

```

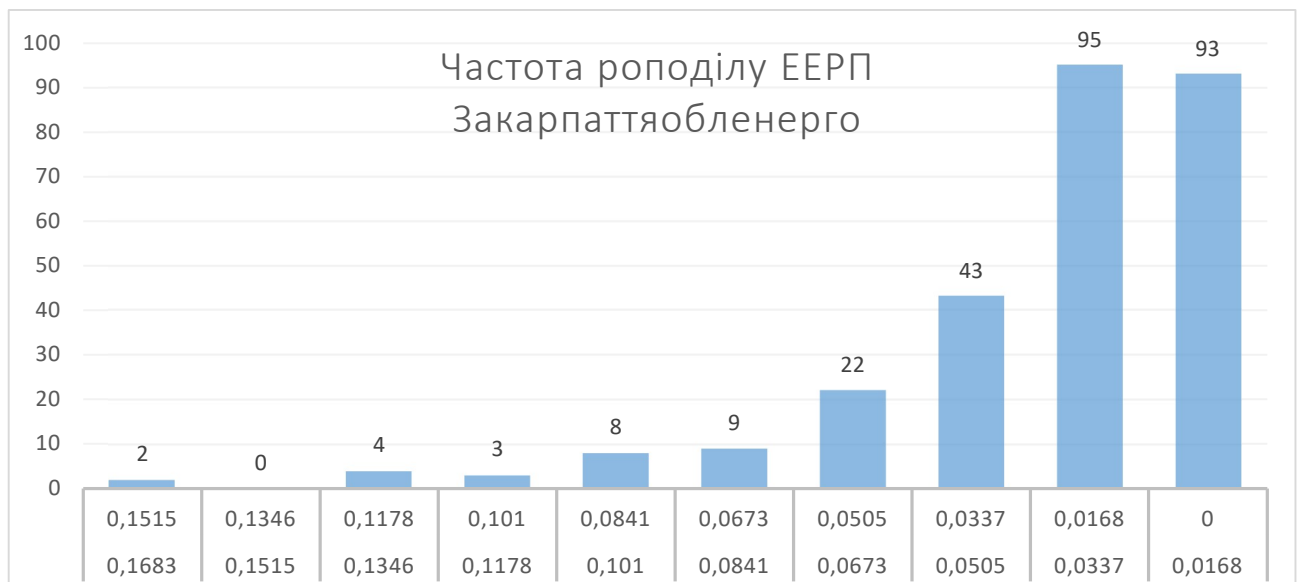


Рисунок 2.16 – Результат дослідження коректності методу та програми розрахунку ЕЕРП для промислових схем

2.5 Промислова схема Закарпаття-2020. Розрахунок ЕЕРП. Системна компенсація режиму

Було вибрано для дослідження режимів об'єкт – оператора системи з розподілу електричної енергії **Закарпаттяобленерго**, який є суб'єктом діючого Енергоринку України. Параметри і режимні характеристики цього об'єкту близькі до середнього регіонального рівня електропередавальних організацій.

Розрахункова схема Закарпаття-2020 має наступні параметри: кількість вузлів **КР** = 965, гілок **КЛ** = 1103, контурів **КК** = 19, балансуючих (опорних по напрузі) вузлів **КВ** = 9. В розрахунковій схемі по технологічним причинам є

постійно діючі відключення (19 вузлів). Схема живиться від Західної енергосистеми з шин підстанцій **Хуст-220** (шини Хуст-220.1.110, Хуст-220.2.110), **Мукачево-400** (Мукачево-400.1.110, Мукачево-400.2.110), **Воловець-220** (Воловець-220.1.110, Воловець-220.2.110, Воловець-220.АТ1.35, Воловець-220.АТ2.35). Відмітимо, що тут і в подальшому, ідентифікація підстанцій дається в позначеннях диспетчерської служби (ДС) Закарпаттяобленерго.

Управління Закарпаттяобленерго знаходиться в обласному центрі Ужгород. Структура області, її основні центри і живлячі підстанції приведені на рис. 2.17 (ПС 110/35/10: Іршава, Батьово, Берегово, Береги, В.Бичків, Вилок, Виноградів, Міжгір'я, Мукачево, Підполоззя, Рахів, Росош, Свалява, Тересва, ТРГЕС, Ужгород, Чоп та ін.). Є ряд тягових підстанцій.

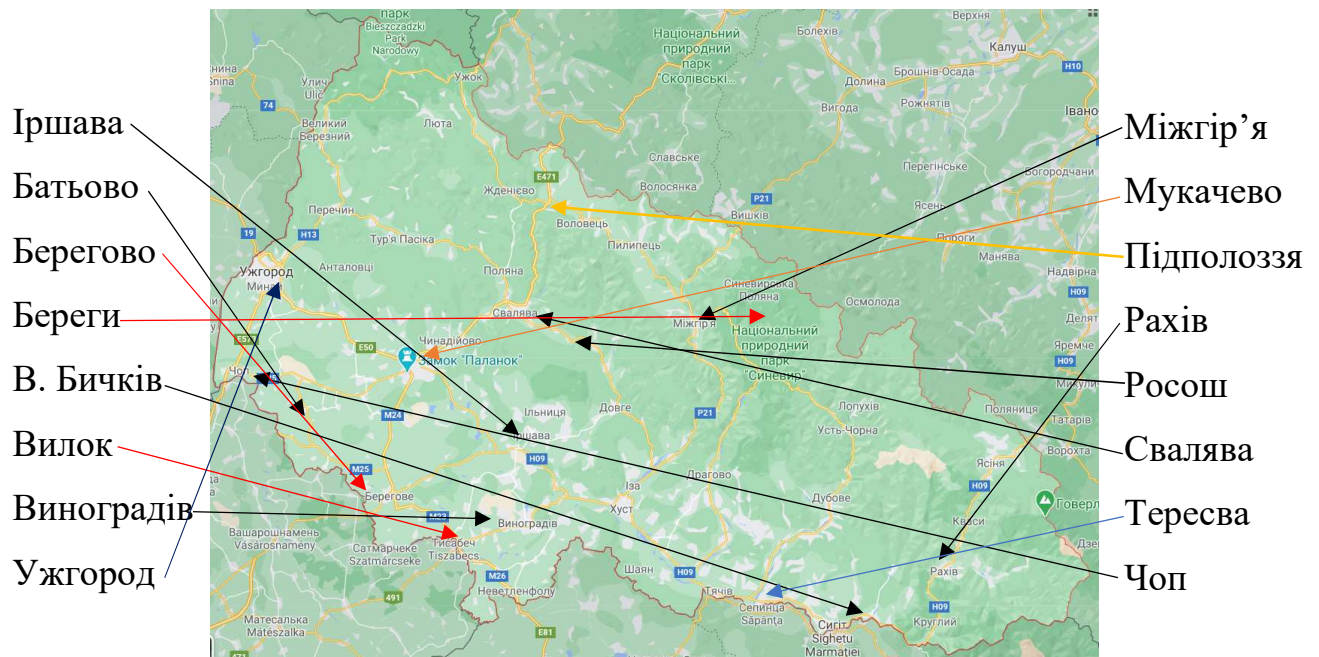


Рисунок 2.17 – Структура області. Основні центри

Вихідний режим має наступні основні характеристики (МВт, МВАр):

Споживання: $366.93 + j121.08$;

Генерація: $-37.20 - j20.98$;

Втрати Σ : $15.07 + j14.98$;

Потужність БП: $-344.80 - j115.08$;

Втрати в У: $4.17 - j25.91$;

Небаланс в схемі: $0.00 + j0.00$.

Розрахунки виконані за допомогою промислового комплексу РАОТВ. Відмічаємо співвідношення в навантажувальних втратах від активних перетоків $\Delta P_p = 9.79$, а від реактивних перетоків $\Delta P_q = 1.10$. Останнє свідчить, що за рахунок

оптимізації реактивних потужностей теоретично можна зменшити втрати не більше ніж на $1.10 \cdot 100 / 15.07 = 7.3\%$. Звісно, це потенційне рішення не може мати економічного обґрунтування. Також відмітимо в режимі **згідно замірам** завищені значення напруг на шинах 110 кВ підстанцій Мукачево-400; Воловець-220 і зв'язаних з ними (порядку 122 кВ) і пов'язаних з ними.

Вибір місць установки КП було визначено за допомогою комплексів РАОТВ, Z_REGIM та процедури ETALON. Результати приведені на рис. 2.18. Представлені максимальні та середні значення ЕЕРП, а також їх похибки в порівнянні з еталонними величинами. Для стислості в таблиці розглядаються вузли тільки з $\text{ЕЕРП} > 0.075$: 36, 37, 38...902...905 (номера вузлів схеми). З вказаного переліку необхідно вибрати ≈ 10 вузлів, регулювання $Q_{\text{КУ}}$ в яких дає максимальний ефект. Задача достатньо складна. Реалізується в комплексі OPTIM_QT, який вибирає вузли автоматично щодо максимальних ЕЕРП з **врахуванням динаміки** їх зміни. В результаті для установки КУ було рекомендовано 6 вузлів: 252 – Дубове 2.1 ($\text{ЕЕРП}=0.0742$), 257 – Дулово 1.10 ($\text{ЕЕРП}=0.0529$), 472 – Підвиноградово 1.10 ($\text{ЕЕРП}=0.0573$), 573 – Середнє 2.10 ($\text{ЕЕРП}=0.0520$), 862 – Чепа 1.10 ($\text{ЕЕРП}=0.0809$), 902 – Ясіня 1.10 ($\text{ЕЕРП}=0.0751$). Всі вузли найбільш електрично віддалені від джерела живлення по реактивній потужності (БП). Графіка фрагменту схеми з вихідним режимом представлена на рис. 2.19. Були показані КСК – заплановані елементи комплексної компенсації – сукупність БСК+РПН, які забезпечують обмеження по режиму напруги.

Оптимізацію режиму по реактивній потужності, тобто визначення оптимальної реактивної потужності в вузлах 862, 902, 252, 257, 472, 573 було реалізовано за допомогою комплексу РАОТВ. Результати оптимізації **по наростаючій** наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Оптимізація режиму Закарпаття-2020 по реактивній потужності

№ вуз	ПС	dQ_s^+ [МВАр]	ΔP_s [МВт]	$\Delta \Delta P_s^+$ [МВт]	dP/dQ^+ [кВт/кВАр]	$dQ_{\text{реж}}$ [МВАр]
862	Чепа 1.10	2.49↓	14.98	0.090	0.0361	2.16

Продовження таблиці 2.4

902	Ясіня1.10	5.10↓	14.89	0.178	0.0349	2.41
252	Дубове2.10	8.33↓	14.78	0.287	0.0345	3.27
257	Дулово1.10	10.14↓	14.74	0.370	0.0365	1.98
472	Підвино.1.10	12.61↓	14.76	0.390	0.0309	2.90
573	Середнє2.10	14.81↓	14.62	0.441	0.0298	2.09

1. **Установка БСК** в вузлах 862, 902, 252, 257, 472 і 573 доцільна, має по наростаючій незначне зниження характеристики dP/dQ ($0.361 \rightarrow 0.0298$), характеризується її достатньо високим значенням і може бути рекомендована для практичної реалізації;
2. **Порядок** реалізації компенсуючих пристроїв не має значення, оскільки обрані вузли з високим значенням ЕЕРП практично не залежать один від одного.
3. **Регулювання РПН** трансформаторів необхідно в зв'язку з підвищенням напруги від пристроїв БСК. Ймовірні рішення:

Трансформатор 524-519: $N_{отв} = 11$ (результат $U = 38.05$);

684-679: $N_{отв} = 12$ (результат $U = 37.62$);

130-128: $N_{отв} = 12$ (результат $U = 37.98$);

681-678: $N_{отв} = 11$ (результат $U = 37.91$);

863-862: $N_{отв} = 4$ (результат $U = 11.07$);

572-573: $N_{отв} = 4$ (результат $U = 10.92$);

253-252: $N_{отв} = 11$ (результат $U = 11.02$);

903-902: $N_{отв} = 8$ (результат $U = 10.99$);

258-257: $N_{отв} = 11$ (результат $U = 10.98$);

473-472: $N_{отв} = 5$ (результат $U = 10.9$);

В регулюванні задіяні три системні трансформатори ПС 110/35/10 В.Бичків (524-519), Вілок (130-125), Тересва (684-679, 681-678). Кінцевий підсумок регулювання забезпечений трансформаторами КСК в точках установки БСК. В зв'язку зі зміною напруги в розподільчій мережі сумарні втрати змінились $\Delta P = 14.67$ МВт.

***** (Z_REGIM) File= D:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\TZAK20 KP= 919 *****

МЧД-Кл EРmax=0.0809(864) EРmid=0.0155(877) MAXdep=0.000000000(0) time= 3.726(1)
 МЧД-Пр EРmax=0.0810(864) EРmid=0.0155(877) MAXdep=0.0002057992(633) time= 1.739(1)
 ЕТАЛОН EРmax=0.0809(864) EРmid=0.0155(877) MAXdep=0.000002398(633) time=223.364(1)
 METHOD: МЧД-кл МЧД-пр ЕТАЛОН LimKof= 0.050

МЧД-кл	МЧД-пр	ЕТАЛОН	LimKof
129	136	EERP= 0.059316	0.059325
130	137	EERP= 0.056353	0.056371
131	138	EERP= 0.062781	0.062790
132	139	EERP= 0.056353	0.056371
172	187	EERP= 0.069502	0.069511
173	188	EERP= 0.065124	0.065148
186	201	EERP= 0.055577	0.055591
237	252	EERP= 0.074191	0.074205
238	253	EERP= 0.071088	0.071128
242	257	EERP= 0.052873	0.052888
245	260	EERP= 0.074878	0.074897
246	261	EERP= 0.064485	0.064524
247	262	EERP= 0.064485	0.064524
278	293	EERP= 0.055577	0.055591
279	294	EERP= 0.050310	0.050339
280	295	EERP= 0.050310	0.050339
391	409	EERP= 0.072133	0.072147
392	410	EERP= 0.066397	0.066426
393	411	EERP= 0.072133	0.072147
394	412	EERP= 0.066397	0.066426
426	444	EERP= 0.064292	0.064315
454	472	EERP= 0.057348	0.057359
460	478	EERP= 0.054462	0.054475
461	479	EERP= 0.051775	0.051807
472	491	EERP= 0.053071	0.053081
550	571	EERP= 0.051283	0.051298
552	573	EERP= 0.052045	0.052060
654	676	EERP= 0.068251	0.068309
655	677	EERP= 0.068251	0.068284
834	862	EERP= 0.080945	0.080967
835	863	EERP= 0.068331	0.068377
836	864	EERP= 0.080945	0.080968
874	902	EERP= 0.075060	0.075079
875	903	EERP= 0.067138	0.067185
876	904	EERP= 0.070568	0.070585
877	905	EERP= 0.067138	0.067185

Средні значення EERP за регіонами:

- Дубове 2.10
- Дулово 1.10
- Підвиногородово 1.10
- Середнє 2.10
- Чепа 1.10
- Ясіня 1.10

SpectrEERP:0.0809*0.0729*0.0648*0.0567*0.0486*0.0405*0.0324*0.0243*0.0162*0.0081*
 : 5 * 13 * 6 * 15 * 20 * 38 * 73 * 77 * 317 * 313 *



Рисунок 2.18 – ЕЕРП > 0.045 Схеми Закарпаттяобленерго 2020 р. (вихідний режим)

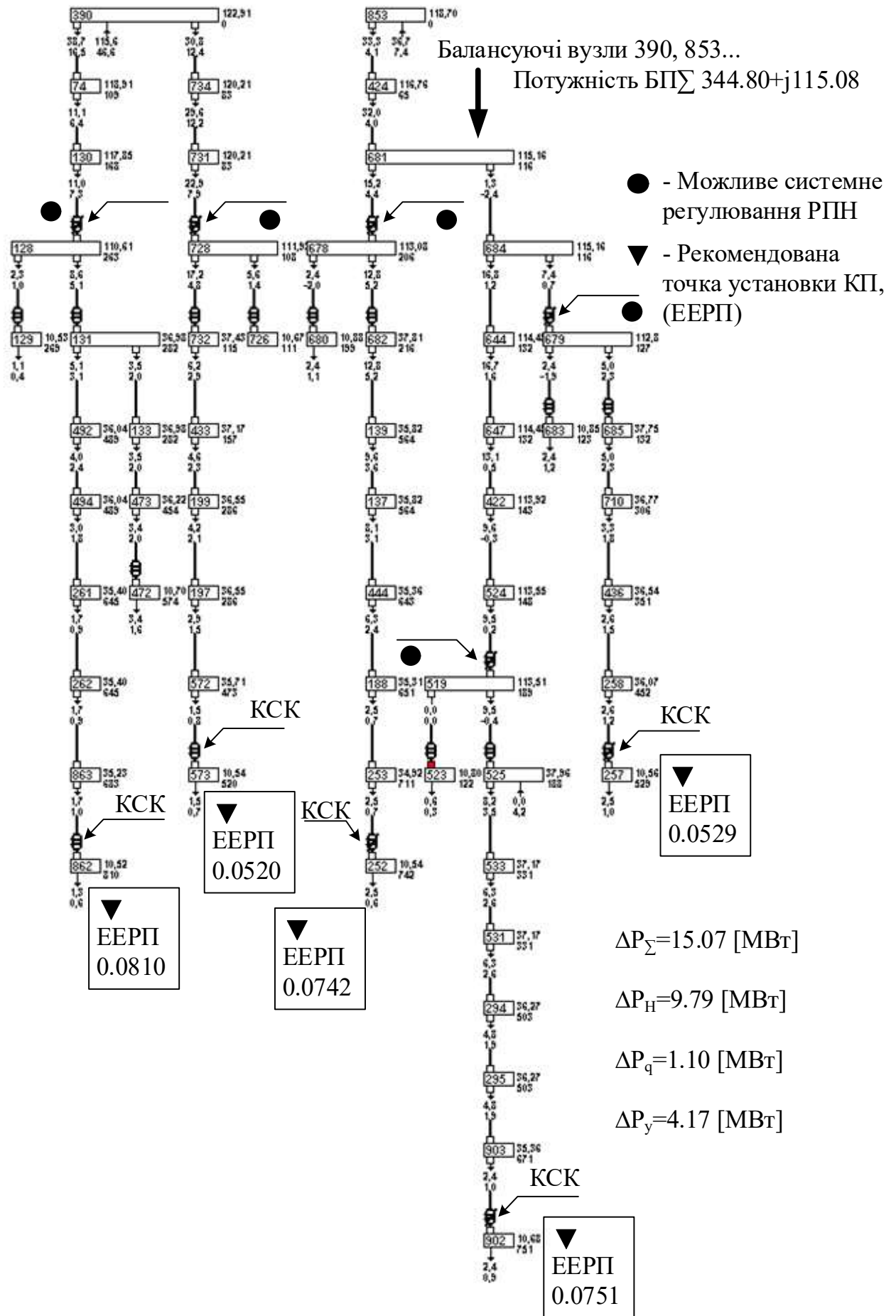


Рисунок 2.19 – Фрагмент схеми Закарпаття 2020. Вихідний режим

```

***** (Z_REGIM) File= D:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\Закарпаття-2020o_1 KP= 919 *****
=====
МЧД-Кл ERmax=0.0446( 250) ERmid=0.0107( 877) MAXdep=0.000000000( 0) time= 3.668( 1)
МЧД-Пр ERmax=0.0446( 250) ERmid=0.0107( 877) MAXdep=0.0001986238( 633) time= 1.737( 1)
ЕТАЛОН ERmax=0.0446( 250) ERmid=0.0107( 877) MAXdep=0.000002288( 633) time=221.633( 1)
METHOD: МЧД-кл МЧД-пр ЕТАЛОН LimKof= 0.035
=====
188 203 EERP= 0.044588 0.044612 0.044588 delt=0.0000000025
235 250 EERP= 0.044588 0.044612 0.044588 delt=0.0000000025
236 251 EERP= 0.042028 0.042103 0.042028 delt=0.0000000199
SpectrEERM:0.0446*0.0401*0.0357*0.0312*0.0268*0.0223*0.0178*0.0134*0.0089*0.0045*
: 3 * 0 * 18 * 39 * 39 * 39 * 68 * 191 * 336 * 144 *

```

Рисунок 2.20 – ЕЕРП > 0.035 схеми Закарпаття-2020. Оптимальний режим

4. **Нові прогнозовані** значення ЕЕРП представлені на рис. 2.20 (аналог рис. 2.18 вихідного режиму). Слід зазначити значне зменшення ERmax (0.0446), ERmid (0.0107). Друкувались вузли, у яких ЕЕРП > 0.0350
5. **Оптимальний режим** на фрагменті, який досліджується, розрахункової схеми Закарпаття-2020 показано на рис.2.21. Були приведені результуючі втрати, відмічені місця установки БСК і відповідні генеруючі реактивні потужності Q_к. Стрілками вказані області системної компенсації.
6. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню визначається за співвідношенням:

$$\frac{t_{ok}}{(1 + E)^{t_{ok}}} - \frac{КАР}{\Delta П_{втр} - В - \Delta П_{ку}} = 0,$$

де Е – норма дисконту або внутрішня норма ефективності, що прийнята рівною відсотковій ставці Національного банку України;

t_{ok} – термін окупності, рік;

КАР – капіталовкладення у засоби КРП, грн.;

ΔП_{втр} – зменшення вартості втрат за рахунок їх зниження в результаті оптимізації максимального режиму:

$$\Delta П_{втр} = \Delta \Delta P \cdot \text{Tarif} \cdot T_{ay} \cdot 1000;$$

В – річні амортизаційні та експлуатаційні витрати засобів КРП, грн./рік;

ΔП_{ку} – річна вартість втрат активної електроенергії в засобах КРП, грн./рік. Складові формули визначаються згідно виразів:

$$КАР = Q_{ку} \cdot K_{ку} \cdot (1 + Y) \cdot 1000;$$

$$В = КАР \cdot (A_a + A_e);$$

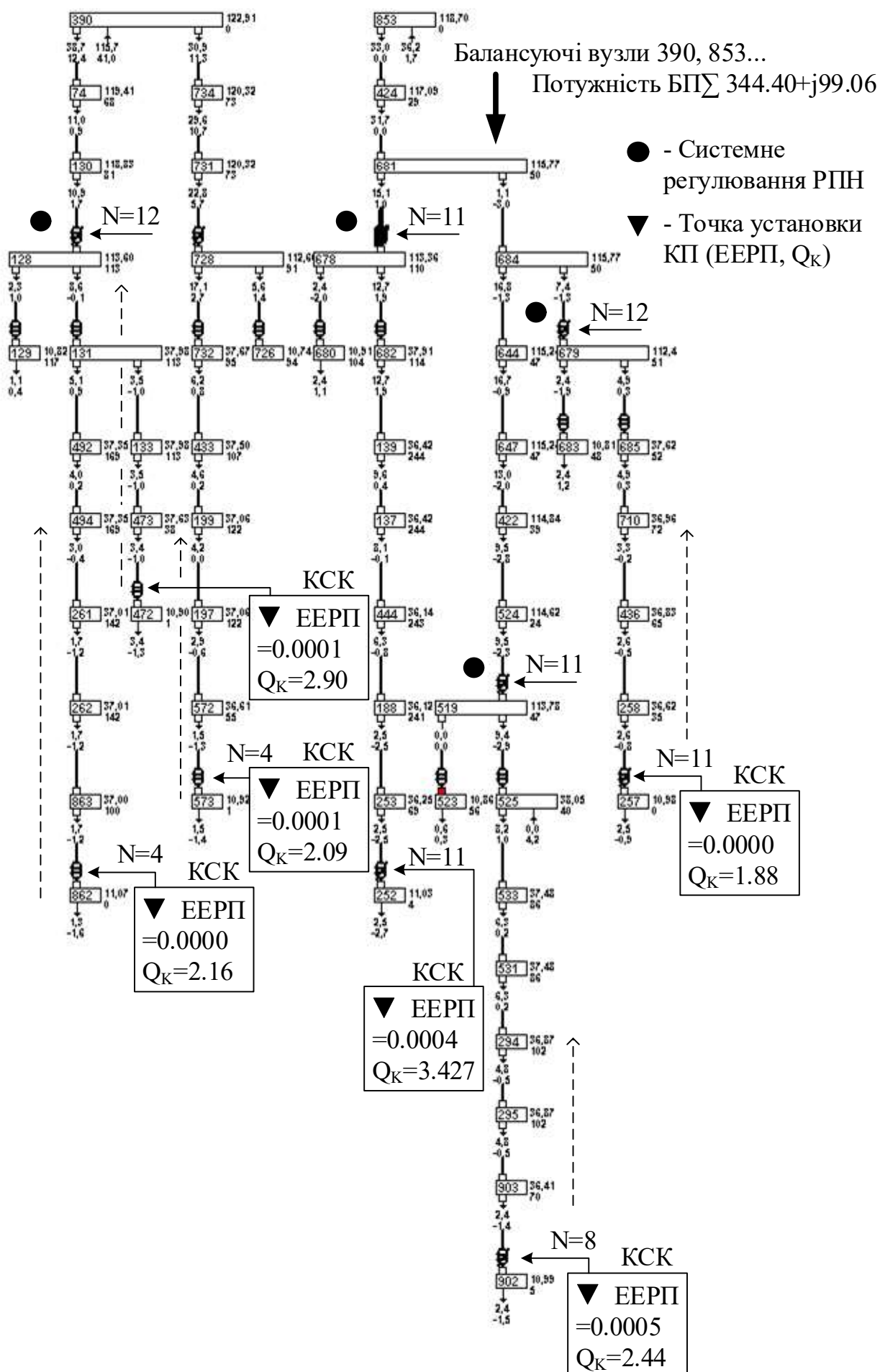


Рисунок 2.21 – Фрагмент схеми Закарпаття 2020. Оптимальний режим

$$\Delta\Pi_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}} \cdot \pi \cdot t_{\text{роб}} \cdot T_{\text{Р}} \cdot 12 = Q_{\text{КУ}} \cdot \pi \cdot T_{\text{Р}} \cdot 8710 \cdot 1000$$

де $Q_{\text{КУ}}$ – доцільна реактивна потужність засобів КРП, рекомендована для встановлення, МВАр;

$K_{\text{КУ}}$ – питома вартість засобів КРП відповідного рівня напруги, грн./кВАр;

Y – коефіцієнт збільшення вартості засобів КРП, що враховує проектно-вишукувальні, будівельно-монтажні та налагоджувальні роботи;

A_a, A_e – коефіцієнти річних амортизаційних та експлуатаційних витрат;

π – середні питомі витрати в засобах КРП, кВт/кВАр;

$T_{\text{Р}}$ – середньорічний роздрібний тариф на активну електроенергію за відповідним класом напруги, грн./кВт·год.;

$t_{\text{роб}}$ – число годин робочого часу у розрахунковий період, год.;

$T_{\text{ау}}$ – час максимальних втрат год./рік;

Було прийнято наступні економічні параметри для розрахунку:

$Y = 0.01$; $E = 0.0775$; $A_a = 0.08$; $A_e = 0.02$; $K_{\text{КУ}} = 600.00$; $\pi = 0.002$; $T_{\text{Р}} = 1.7$.

Таким чином, маємо наступні значення економічних характеристик при розрахункових значеннях:

$$\Delta\Delta P = (15.07 - 14.67) = 0.4 \text{ МВт}; Q_{\text{КУ}} = 14.81 \text{ МВАр}; T_{\text{ау}} = 5000.$$

$$\text{КАР} = 14.81 \cdot 600(1 + 0.01) \cdot 1000 = 8\,974\,860 \text{ грн};$$

$$B = 8\,974\,860 \cdot (0.08 + 0.02) = 897\,860 \text{ грн};$$

$$\Delta\Pi_{\text{втр}} = 0.4 \cdot 1.7 \cdot 5000 \cdot 1000 = 3\,400\,000 \text{ грн};$$

$$\Delta\Pi_{\text{КУ}} = 14.81 \cdot 0.002 \cdot 1.7 \cdot 8760 \cdot 1000 = 441\,101 \text{ грн};$$

Розраховано проміжне значення:

$$R = \frac{\text{КАР}}{\Delta\Pi_{\text{втр}} - B - \Delta\Pi_{\text{КУ}}} = \frac{8\,974\,860}{3\,400\,000 - 897\,860 - 441\,101} = 4.35$$

Використовуючи процедуру DISCONT (R, E) отримаємо:

$$t_{\text{ок}} = 7.768 \approx 7.8 \text{ роки.}$$

Результат не відповідає бажаним нормам по термінах окупності. Причина полягає в основному зниженні споживацьких навантажень і ряду інших причин 2020 року.

Якщо оператор з розподілу електроенергії зацікавлений в зниженні втрат активної потужності у власній розподільчій мережі і стимулюється відповідним механізмом тарифоутворення діючого Енергоринку, а крім того має достатні фондові (або інвестиційні) кошти, проект може бути запланований і в подальшому перейти в стадію практичної реалізації. При цьому можна залучити **промислових споживачів**, які платять за перетоки WQ , та знаходяться в сфері дії БСК, що проектуються, у яких плата за WQ буде зменшена у зв'язку зі зміною ЕЕРП, до дольовій участі у фінансуванні проекту.

Висновки

1. Розроблені алгоритми варіантів чисельного диференціювання $\partial \Delta P / \partial Q$. Виконана їх програмна реалізація класичним та спрощеним методами. Проведений аналіз методів на промислових схемах електропередавальних організацій і енергосистем України.
2. Розглянуті варіанти рішень для багатьох балансуючих вузлів в рівняннях стану електричних мереж. Приведений конфігураційний перехід від схеми за багатьма БП до класичної схеми. Наведені контрольні приклади.
3. Розроблена точна пряма форма розрахунку ЕЕРП для елементарних схем – тривіальних радіусів. Відпрацьована технологія розрахунку похідних $\partial \Delta P / \partial Q$ з урахуванням ліній, трансформаторів та поперечних провідностей. Виконаний аналіз похибок розрахунку ЕЕРП для розімкнених розподільчих мереж методом декомпозиції на сукупність тривіальних радіусів.
4. Розроблений еталонний метод розрахунку часткових похідних сумарних втрат активної потужності по реактивній потужності вузлів для промислових розрахункових схем операторів системи з постачання та розподілу електроенергії.
5. Розраховані ЕЕРП в промисловій схемі Закарпаття-2020. Виконана оптимізація по реактивній потужності.
6. Вибраний метод економічної оцінки оптимальних режимів. Розрахований рівень капітальних вкладень, вартість зекономлених втрат, термін окупності та ін.

3 РОЗРОБКА СТАРТАП-ПРОЕКТУ

3.1 Вступ

В даному розділі розглядається ідея розроблення стартап проекту зі створення науково-технічної компанії, яка формує комплексні розрахункові схеми для визначення економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП) в системоутворюючій мережі 750-220 кВ та живлячої мережі енергосистем.

Для визначення здійсненності даної ідеї проекту проведено аналіз наступних питань:

- опис ідеї технології;
- технологічний аудит ідеї проекту;
- аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту
- SWOT – аналіз.

3.2 Опис ідеї технології

Система оплати за перетікання реактивної електроенергії, в електричних мережах електропередавальних організацій до промислових і непромислових споживачів, яка діє в Україні, основана на компенсації техніко-економічних витрат, внаслідок виникнення через це додаткових втрат активної електроенергії. Як підстава, використовується система плати за економічний еквівалент реактивної потужності, проте використана в такій системі оплати функціональна залежність плати від нього не демонструє фактичних втрат активної електроенергії, що робить розрахунки плати непрозорими та неточними. Основними завданнями визначення плати є абсолютно точне компенсування витрат електропередавальних організацій і точне визначення прибутку компаній за надані послуги з передавання реактивної електроенергії.

Сьогодні в Україні не має єдиної точки зору щодо терміну економічного «еквіваленту реактивної потужності ЕЕС». Така ситуація пояснюється математичним формалізмом, який є в електроенергетиці і відсутністю в діючих нормативних документах розуміння фізичної сутності електроенергії (ЕЕ).

Проведене в технічній частині дисертації дослідження ЕЕРП у грошовому еквіваленті для конкретного споживача електроенергії може слугувати реальним

інструментом для визначення економічності вибору пристроїв компенсації його реактивного навантаження. Опис ідеї проекту наведений в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Впровадження технологій формування комплексних розрахункових схем для визначення ЕЕРП у системоутворюючій мережі 750-220 кВ та мережах операторів систем розподілу МСР.	Оператори системи з передачі електроенергії, оператори системи з розподілу електроенергії	Отримання більшої вартості електроенергії через більш точні розрахунки
	Споживачі електроенергії МСР	Інструмент для визначення економічності вибору пристроїв компенсації реактивного навантаження

Реактивна потужність (електроенергія), яка циркулює у мережах електроенергетичної системи (ЕЕС) не є товарним продуктом. Але вона має вплив на економічні показники (напруги, втрати, завантаження) електроенергетичної системи. Отже розуміння економічного еквівалента реактивної потужності (ЕЕРП) є актуальним питанням.

3.3 Технологічний аудит проекту

Було визначено конкретні задачі розділу СТАРТАП:

- **Вибір** електроенергетичного об'єкту, режимні характеристики якого передбачається покращити в результаті оптимізації розподілу реактивних потужностей;
- **Аналіз** характерного режиму (загальні характеристики, конфігурація мережі, розрахунок економічних еквівалентів реактивної потужності ЕЕРП та ін.);
- **Визначення** економічно доцільних місць (шини підстанцій), де установка компенсуючих пристроїв повинна забезпечити зниження втрат активної потужності в розподільчій мережі об'єкту, а також зниження рівня плати

споживачів за перетоки реактивної потужності в результаті компенсації їх реактивних навантажень;

- **Оцінка** економічної ефективності рішень, які пропонуються (капітальні вкладення, термін окупності, розрахунок плати та ін.);
- **Завершальний аналіз** оптимального електричного режиму. Перелік робіт, які необхідно виконати для реалізації проекту.

Було вибрано для дослідження режимів об'єкт – оператора системи з розподілу електричної енергії **Закарпаттяобленерго**, який є суб'єктом діючого Енергоринку України. Параметри і режимні характеристики цього об'єкту близькі до середнього регіонального рівня електропередавальних організацій.

Діючий режим 2020 р. (осінньо-зимній максимум) не можна вважати характерним, оскільки спостерігається, по ряду причин, істотне зниження навантажувальних потужностей і його вибір для перспективної оптимізації представляється не коректним. Тому для дослідження і подальшої оптимізації було обрано режим осінньо-зимнього максимуму 2018 р.

Розрахункова схема мереж Закарпаття-2018 має наступні параметри: кількість вузлів **KP** = 770, гілок **KL** = 966, контурів **KK** = 20, балансуючих (опорних за напругою) вузлів **KB** = 9. В розрахунковій схемі за технологічними причинами є постійно діючі відключення (19 вузлів). Схема живиться від Західної енергосистеми з шин підстанцій **Хуст-220** (шини Хуст-220.1.110, Хуст-220.2.110), **Мукачево-400** (Мукачево-400.1.110, Мукачево-400.2.110), **Воловець-220** (Воловець-220.1.110, Воловець-220.2.110, Воловець-220.АТ1.35, Воловець-220.АТ2.35). Слід зауважити, що тут і в подальшому, ідентифікація підстанцій дається в позначеннях диспетчерської служби (ДС) Закарпаттяобленерго.

Вихідний режим має наступні основні характеристики (МВт, МВАр):

Споживання: 414.39+j200.22;	Генерація: -30.57-j42.26;
Втрати Σ: 20.07+j34.05;	Потужність БП: -403.91-j192.01;
Втрати в Y: 3.75-j27.15;	Небаланс в схемі: 0.00+j0.00.

Розрахунок було виконано за допомогою програмного комплексу РАОТВ. Відмічається співвідношення в навантажувальних втратах активних перетоків

$\Delta P_p = 13.45$, а від реактивних перетоків $\Delta P_q = 2.87$. Останнє свідчить, що за рахунок оптимізації розподілення реактивних потужностей можна **теоретично** знизити втрати не більш ніж на $2.84 \cdot 100 / 20.07 = 14.3\%$. Звісно, це потенційне рішення не може мати економічного обґрунтування. Також відзначені в режимі **згідно замірам** завищені значення напруг на шинах 110 кВ підстанцій Мукачево-400, Воловець-220 і зв'язаних з ними (порядку 123 кВ).

Вибір місць установки КП було визначено за допомогою комплексів РАОТВ, Z_REGIM та процедури ETALON, згідно значень ЕЕРП. Результати приведені на рис. 3.1. Представлені максимальні та середні значення ЕЕРП, а також їх похибки в порівнянні з еталонними величинами. Для стислості в таблиці розглядаються вузли тільки з $\text{ЕЕРП} > 0.08$: 125, 126, 127...751...754 (номера вузлів схеми). З вказаного переліку необхідно вибрати ≈ 10 вузлів, регулювання Q_{KU} в яких дає максимальний ефект. Задача достатньо складна. Реалізується в комплексі OPTIM_QT, який вибирає вузли автоматично щодо максимальних ЕЕРП з **врахуванням динаміки** їх зміни. В результаті для установки КУ було рекомендовано 6 вузлів: 219 (ЕЕРП = 0.0907), 230 (ЕЕРП = 0.1134), 232 (ЕЕРП = 0.1345), 237 (ЕЕРП = 0.0857), 541 (ЕЕРП = 0.0957), 751 (ЕЕРП = 0.1682). Всі обрані вузли найбільш електрично віддалені від джерел живлення по реактивній потужності (БП). Крім того, для оптимізації додаємо ще один вузол з системної підстанції 110/35/10 кВ Тересва2.10 (вузол = 598, ЕЕРП = 0.0243). Графіка фрагменту схеми з вихідним режимом представлена на рис. 3.2. Були показані КСК – заплановані елементи комплексної компенсації – сукупність БСК+РПН, які забезпечують обмеження по режиму напруги.

Оптимізацію режиму за реактивною потужністю, тобто визначення оптимальної реактивної потужності в вузлах 598, 219, 230, 232, 237, 541 і 751 було реалізовано за допомогою комплексу РАОТВ в двох варіантах з регулюванням Q на ПС Тересва 110/35/10 кВ або без її участі. Результати оптимізації **по наростаючій** наведено в табл. 3.2.

***** (Z_REGIM) File= D:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\Закарпаття-2018_1 KP= 784 *****

МЧД-Кл EРmax=0.1683(751) EРmid=0.0269(742) MAXdep=0.000000000(0) time= 2.845(1)

МЧД-Пр EРmax=0.1683(751) EРmid=0.0269(742) MAXdep=0.0002179115(555) time= 1.363(1)

ЕТАЛОН EРmax=0.1683(751) EРmid=0.0269(742) MAXdep=0.000002478(555) time=131.175(1)

METOD: МЧД-кл МЧД-пр ETALON LimKof= 0.080

119	125	EERP=	0.100893	0.100905	0.100893	delt=0.000000052
120	126	EERP=	0.093959	0.093981	0.093959	delt=0.000000034
121	127	EERP=	0.105628	0.105640	0.105628	delt=0.000000117
122	128	EERP=	0.093959	0.093981	0.093959	delt=0.000000035
162	176	EERP=	0.117211	0.117222	0.117211	delt=0.000000383
163	177	EERP=	0.109196	0.109226	0.109196	delt=0.000000382
203	217	EERP=	0.084227	0.084243	0.084227	delt=0.000000006
204	218	EERP=	0.080304	0.080343	0.080304	delt=0.000000050
205	219	EERP=	0.090691	0.090710	0.090691	delt=0.000000003
206	220	EERP=	0.080304	0.080343	0.080304	delt=0.000000050
216	230	EERP=	0.116381	0.116415	0.116381	delt=0.000000037
217	231	EERP=	0.109682	0.109782	0.109682	delt=0.000000317
218	232	EERP=	0.134536	0.134556	0.134536	delt=0.000000067
219	233	EERP=	0.124433	0.124482	0.124433	delt=0.000000051
223	237	EERP=	0.085736	0.085756	0.085736	delt=0.000000007
225	239	EERP=	0.085736	0.085756	0.085736	delt=0.000000028
259	273	EERP=	0.124515	0.124538	0.124515	delt=0.0000001565
260	274	EERP=	0.115991	0.116041	0.115991	delt=0.0000000875
261	275	EERP=	0.115991	0.116041	0.115992	delt=0.0000001748
366	383	EERP=	0.120878	0.120896	0.120878	delt=0.0000001001
367	384	EERP=	0.110881	0.110917	0.110881	delt=0.000000015
368	385	EERP=	0.120878	0.120896	0.120878	delt=0.0000000751
369	386	EERP=	0.110881	0.110917	0.110881	delt=0.000000015
396	413	EERP=	0.107688	0.107718	0.107688	delt=0.000000022
454	472	EERP=	0.082566	0.082583	0.082566	delt=0.0000000005
456	474	EERP=	0.082566	0.082583	0.082566	delt=0.000000013
479	498	EERP=	0.080054	0.080067	0.080054	delt=0.000000000
481	500	EERP=	0.080054	0.080067	0.080054	delt=0.000000001
520	539	EERP=	0.092114	0.092131	0.092114	delt=0.000000004
521	540	EERP=	0.086086	0.086130	0.086086	delt=0.000000045
522	541	EERP=	0.095749	0.095767	0.095749	delt=0.000000012
601	621	EERP=	0.100473	0.100503	0.100473	delt=0.000000028
602	622	EERP=	0.093644	0.093713	0.093644	delt=0.000000175
725	751	EERP=	0.168261	0.168295	0.168261	delt=0.000000119
726	752	EERP=	0.151250	0.151330	0.151250	delt=0.000000123
727	753	EERP=	0.163956	0.163986	0.163956	delt=0.000000084
728	754	EERP=	0.151250	0.151330	0.151250	delt=0.000000175

SpectrEERM:0.1683*0.1514*0.1346*0.1178*0.1010*0.0841*0.0673*0.0505*0.0337*0.0168*

: 2 * 2 * 5 * 10 * 12 * 18 * 36 * 96 * 259 * 302 *

Довге 2.10

Дубове 1.10

Дубове 2.10

Дулово 1.10

Середнє 2.10

Ясіня 1.10



Рисунок 3.1 – ЕЕРП > 0.08 схеми Закарпаттяобленерго2018 р. Вихідний режим

Таблиця 3.2 – Оптимізація режиму Закарпаття-2018 за реактивною потужністю (символ «+» означає режим наростаючого збільшення реактивної потужності та зменшення втрат)

№ вуз	dQ^+_s [МВАр]	ΔP_s [МВт]	$\Delta \Delta P^+_s$ [МВт]	dP/dQ^+ [кВт/кВАр]	$dQ_{\text{реж}}$ [МВАр]
751	4.35↓	19.77	0.300	0.068	4.03
232	9.37↓	19.47	0.592	0.063	5.31
230	12.08↓	19.35	0.721	0.060	2.50
541	15.63↓	19.19	0.873	0.056	3.55
219	19.43↓	19.05	1.020	0.052	3.81
237	21.82↓	18.96	1.107	0.051	2.62
598	31.09	18.91	1.156	0.037	-

Аналіз таблиці дозволяє зробити наступні висновки:

1. **Установка БСК** на шинях ПС 110/35/10 Тересва недоцільна через мале зниження втрат (0.05 МВт), значного об'єму $Q_{\text{КУ}} 31.09-21.82 = 9.27$ МВАр і різкого зниження характеристики dP/dQ (від 0.051 до 0.037).
2. **Установка БСК** в вузлах 751, 237, 230, 541, 219 і 237 доцільна, має по наростаючій незначне зниження характеристики dP/dQ (0.068→0.051), характеризується її достатньо високим значенням і може бути рекомендована для практичної реалізації;
3. **Порядок** реалізації компенсуючих пристроїв не має значення, оскільки обрані вузли з високим значенням ЕЕРП практично не залежать один від одного по режимам від реактивної потужності. Рішення приймає ДС Закарпаттяобленерго.
4. **Регулювання РПН** трансформаторів необхідно в зв'язку з підвищенням напруги від пристроїв БСК. Ймовірні рішення:

Трансформатор 752-751: $N_{\text{отв}} = 11$ (результат $U = 11.02$);

233-232: $N_{\text{отв}} = 12$ (результат $U = 10.99$);

231-230: $N_{\text{отв}} = 10$ (результат $U = 10.92$);

540-541: $N_{\text{отв}} = 8$ (результат $U = 11.07$);

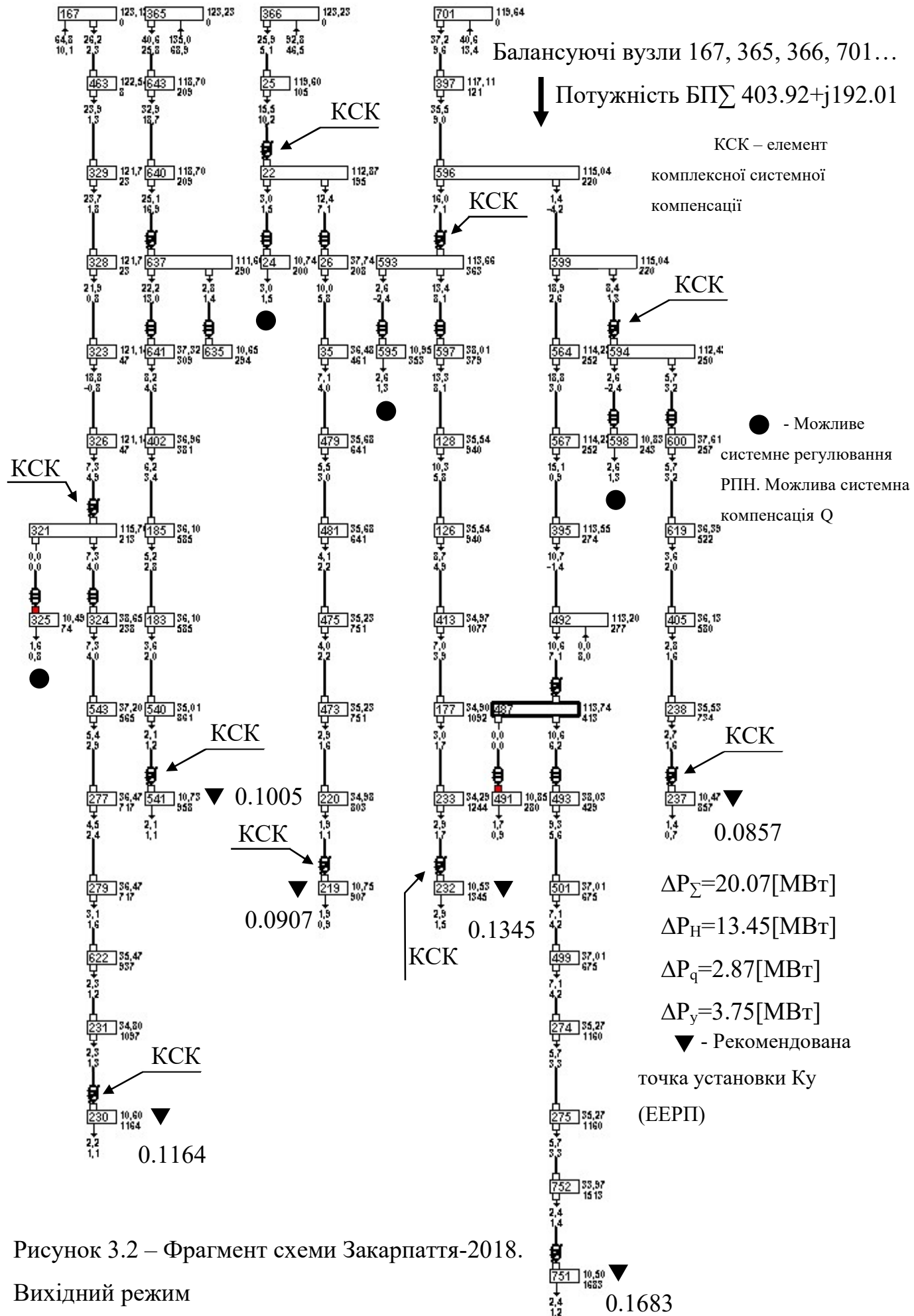


Рисунок 3.2 – Фрагмент схеми Закарпаття-2018.

Вихідний режим

220-219: $N_{\text{отв}} = 14$ (результат $U = 10.98$);

238-239: $N_{\text{отв}} = 12$ (результат $U = 11.07$);

326-321: $N_{\text{отв}} = 7$ (результат $U = 37.89$);

696-593: $N_{\text{отв}} = 11$ (результат $U = 37.94$);

В зв'язку зі зміною напруги в розподільчій мережі сумарні втрати незначно змінились $\Delta P = 19.05$ МВт.

5. **Оптимальний режим** на фрагменті, який досліджується, розрахункової схеми Закарпаття-2018 показано на рис.3.3. Були приведені результуючі втрати, відмічені місця установки БСК і відповідні генеруючі реактивні потужності Q_K . Стрілками вказані області системної компенсації.
6. **Нові прогнозовані** значення ЕЕРП представлені на рис. 3.4 (аналог рис 3.1 вихідного режиму). Слід зазначити значне зменшення ER_{max} (0.0625), ER_{mid} (0.0188). Друкувались вузли, у яких $EЕРП > 0.0500$.
7. **Економічна оцінка** оптимального режиму:

Методи визначення економічної ефективності заходів з енергозбереження визначається за співвідношенням:

$$\frac{t_{\text{ок}}}{(1 + E)^{t_{\text{ок}}}} - \frac{\text{КАР}}{\Delta P_{\text{втр}} - B - \Delta P_{\text{КУ}}} = 0,$$

де E – норма дисконту або внутрішня норма ефективності, що прийнята рівною відсотковій ставці Національного банку України;

$t_{\text{ок}}$ – строк окупності, рік;

КАР – капіталовкладення у засоби КРП, грн.;

$\Delta P_{\text{втр}}$ – зменшення вартості втрат за рахунок їх зниження в результаті оптимізації максимального режиму $\Delta P_{\text{втр}} = \Delta \Delta P \cdot \text{Tarif} \cdot T_{\text{ау}} \cdot 1000$;

B – річні амортизаційні та експлуатаційні витрати засобів КРП, грн./рік;

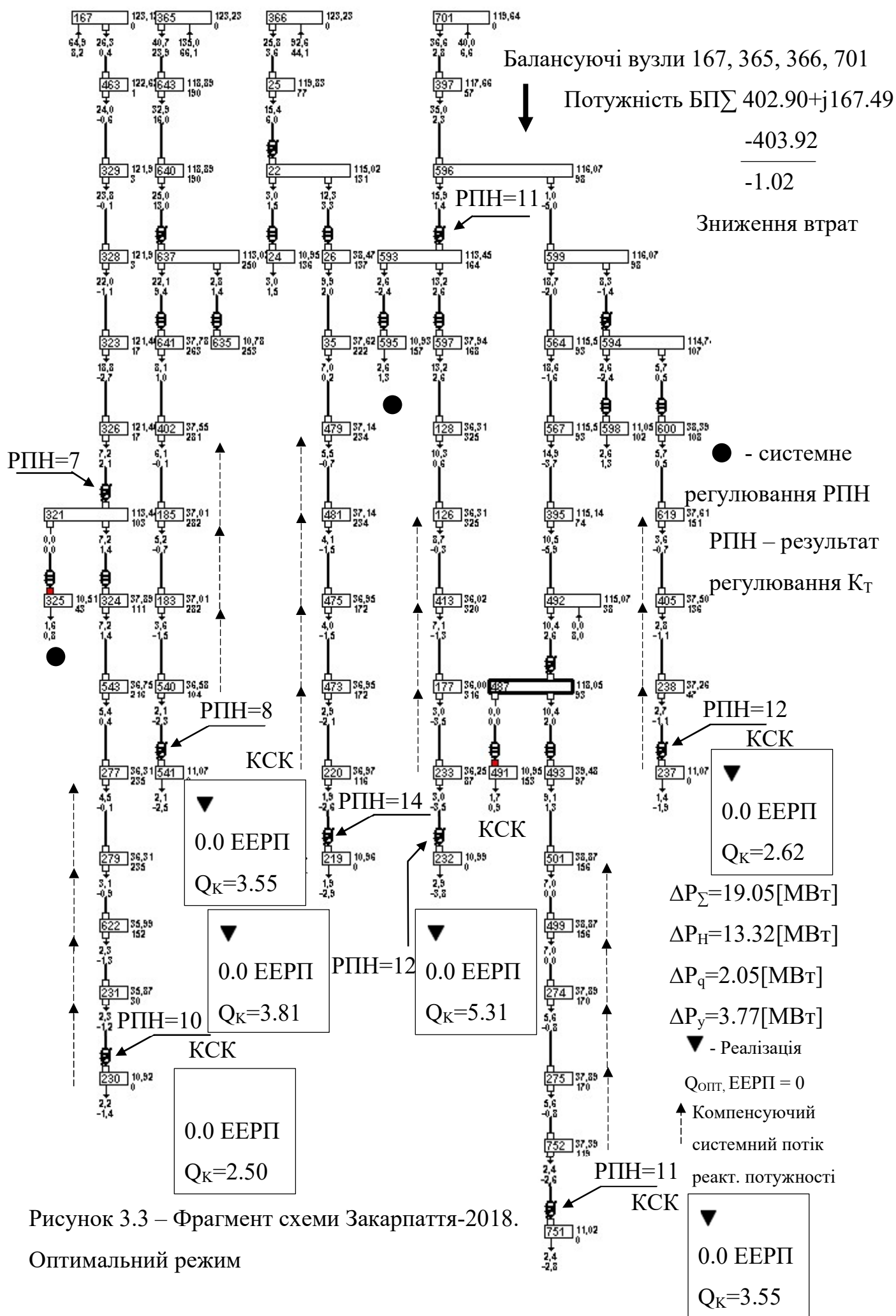
$\Delta P_{\text{КУ}}$ – річна вартість втрат активної електроенергії в засобах КРП, грн./рік.

Складові формули визначаються згідно виразів:

$$\text{КАР} = Q_{\text{КУ}} \cdot K_{\text{КУ}} \cdot (1 + Y) \cdot 1000;$$

$$B = \text{КАР} \cdot (A_a + A_e);$$

$$\Delta P_{\text{КУ}} = Q_{\text{КУ}} \cdot \pi \cdot t_{\text{роб}} \cdot T_p \cdot 12 = Q_{\text{КУ}} \cdot \pi \cdot T_p \cdot 8710 \cdot 1000$$



```

***** (Z_REGIM) File= D:\P_ZALIK\A_ROZDOBA\2020_Z\Закарпаття-2018o_1 KP= 784 *****
=====
МЧД-Кл EРmax=0.0625( 370) EРmid=0.0188( 742) MAXdep=0.0000000000( 0) time= 2.854( 1)
МЧД-Пр EРmax=0.0625( 370) EРmid=0.0188( 742) MAXdep=0.0002082343( 750) time= 1.379( 1)
ЕТАЛОН EРmax=0.0625( 370) EРmid=0.0188( 742) MAXdep=0.0000002390( 750) time=131.242( 1)
METHOD: МЧд-кл МЧд-пр ЕТАЛОН LimKof= 0.050
=====
226 240 EERP= 0.059089 0.059107 0.059089 delt=0.0000000016
227 241 EERP= 0.051084 0.051120 0.051084 delt=0.0000000050
228 242 EERP= 0.051084 0.051120 0.051084 delt=0.0000000049
235 249 EERP= 0.050306 0.050320 0.050306 delt=0.0000000008
237 251 EERP= 0.050306 0.050320 0.050306 delt=0.0000000010
239 253 EERP= 0.052552 0.052563 0.052552 delt=0.0000000004
241 255 EERP= 0.052552 0.052563 0.052552 delt=0.0000000011
281 295 EERP= 0.050340 0.050357 0.050340 delt=0.0000000008
342 357 EERP= 0.056119 0.056134 0.056119 delt=0.0000000008
343 358 EERP= 0.060285 0.060291 0.060285 delt=0.0000000014
344 359 EERP= 0.056119 0.056134 0.056119 delt=0.0000000007
345 360 EERP= 0.061217 0.061224 0.061217 delt=0.0000000014
346 361 EERP= 0.058618 0.058626 0.058618 delt=0.0000000008
348 363 EERP= 0.054019 0.054026 0.054019 delt=0.0000000012
352 369 EERP= 0.059867 0.059888 0.059867 delt=0.0000000015
353 370 EERP= 0.062527 0.062535 0.062527 delt=0.0000000003
684 710 EERP= 0.061417 0.061435 0.061417 delt=0.0000000008
685 711 EERP= 0.054882 0.054926 0.054882 delt=0.0000000067
686 712 EERP= 0.061417 0.061435 0.061417 delt=0.0000000015
SpectrEERM:0.0625*0.0563*0.0500*0.0438*0.0375*0.0313*0.0250*0.0188*0.0125*0.0063*
: 8 * 11 * 17 * 32 * 55 * 85 * 86 * 188 * 154 * 106 *

```

→ EERP = 0
 — Довге 2.10
 — Дубове 1.10
 — Дубове 2.10
 — Дулово 1.10
 — Середнє 2.10
 — Ясіне 1.10



Рисунок 3.4 – ЕЕРП > 0.050 схеми Закарпаттяобленерго-2018 р. Оптимальний режим

де $Q_{КУ}$ – доцільна реактивна потужність засобів КРП, рекомендована для встановлення, МВАр;

$K_{КУ}$ – питома вартість засобів КРП відповідного рівня напруги, грн./кВАр;

Y – коефіцієнт збільшення вартості засобів КРП, що враховує проектно-вишукувальні, будівельно-монтажні та налагоджувальні роботи;

A_a, A_e – коефіцієнти річних амортизаційних та експлуатаційних витрат;

π – середні питомі витрати в засобах КРП, кВт/кВАр;

T_p – середньорічний роздрібний тариф на активну електроенергію за відповідним класом напруги, грн./кВт·год.;

$t_{роб}$ – число годин робочого часу у розрахунковий період, год.;

T_{ay} – час максимальних втрат год./рік;

Було прийнято наступні економічні параметри для розрахунку:

$Y = 0.01$; $E = 0.0775$; $A_a = 0.08$; $A_e = 0.02$; $K_{ку} = 600.00$; $\pi = 0.002$; $T_p = 1.7$.

Таким чином, маємо наступні значення економічних характеристик при розрахункових значеннях:

$$\Delta P = 1.02 \text{ МВт}; Q_{ку} = 21.32 \text{ МВАр}; T_{ay} = 5000.$$

$$КАР = 21.82 \cdot 600(1 + 0.01) \cdot 1000 = 13\,222\,920 \text{ грн};$$

$$B = 13\,222\,920 \cdot (0.08 + 0.02) = 1\,322\,792 \text{ грн};$$

$$\Delta P_{втр} = 1.02 \cdot 1.7 \cdot 5000 \cdot 1000 = 8\,670\,000 \text{ грн};$$

$$\Delta P_{ку} = 21.82 \cdot 0.002 \cdot 1.7 \cdot 8760 \cdot 1000 = 649\,887 \text{ грн};$$

Розраховано проміжне значення:

$$R = \frac{КАР}{\Delta P_{втр} - B - \Delta P_{ку}} = \frac{13\,222\,920}{8\,670\,000 - 1\,322\,792 - 649\,887} = 1.978$$

Використовуючи процедуру DISCONT отримано:

$$t_{ок} = 2.359 = 2.5 \text{ роки.}$$

Якщо оператор системи з розподілу електроенергії зацікавлений в зниженні втрат активної потужності у власній розподільчій мережі і стимулюється відповідним механізмом тарифоутворення діючого Енергоринку, а крім того має достатні фондові (або інвестиційні) кошти, проект може бути запланований і в подальшому перейти в стадію практичної реалізації. При цьому можна відмітити наступні три напрямлення робіт:

1. **Узгодити** місця установки БСК з диспетчером і технологічними службами оператора з розподілу електроенергії - Закарпаттяобленерго з питань практичної можливості установки КРП на мережевих об'єктах, які пропонуються: конструктивні можливості РУ, зручності обслуговування персоналом або оперативно-виїзними бригадами ОВБ, рішення про примусовий добовий графік БСК та ін. Дорозрахунок, дооптимізація і нова оцінка ефективності.

2. **Залучення до роботи** (заказ) відповідної ліцензованої проектної організації, яка забезпечує розробку офіційної проектно-технічної і конструкторської документації та ін. Необхідна взаємодія з цією організацією.
3. **Залучення промислових споживачів**, які платять за перетоки WQ, які знаходяться в сфері дії БСК, які проектуються, у яких плата за WQ буде зменшена у зв'язку зі зміною ЕЕРП, до дольовій участі у фінансуванні проекту. Необхідна оцінка рівня зниження плати і відповідне економічне обґрунтування.

3.4 Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

Визначення ринкових можливостей, які можна використати протягом ринкового впровадження проекту, і ринкових загроз, що можуть перешкодити реалізації проекту, дозволяє спланувати напрями розвитку проекту з урахуванням стану ринкового середовища і потреб потенційних клієнтів.

Таблиця 3.3 – Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

№ п/п	Показники стану ринку (найменування)	Характеристика
1	Кількість головних гравців, од	Відсутні
2	Загальний обсяг продаж, грн/ум.од	1
3	Динаміка ринку (якісна оцінка)	Стагнує
4	Наявність обмежень для входу (вказати характер обмежень)	Мінімальний рівень первинних інвестицій
5	Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації	ДСТУ 1255-93
6	Середня норма рентабельності в галузі (або по ринку), %	90%

Було виконано SWOT – аналіз (матриця аналізу сильних (Strong) та слабких (Weak) сторін, загроз (Troubles) і можливостей (Opportunities)). Аналіз приведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4 – SWOT – аналіз стартап-проекту

Сильні сторони: індивідуальний підхід до кожної моделі енергосистеми, великий функціонал програмного комплексу, невисока ціна.	Слабкі сторони: відсутні
Можливості: зниження втрат на електроенергію, впровадження нових технологій у сфері електроенергетики.	Загрози: сповільнення розширення ринку електроенергії, невелика кількість клієнтів.

Висновки

В даному розділі було проведено аналіз стартап проекту, ідея якого полягає у створенні науково-технічної компанії, що формує комплексні розрахункові схеми для розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП) в системоутворюючій мережі 750-220 кВ та живлячої мережі енергосистем.

1. Головним критерієм розгляду можливості впровадження технології була доцільність розробки розрахункових схем для обчислення ЕЕРП.
2. Під час технічного аудиту було продемонстровано технічну сторону питання та доцільність проекту.
3. Аналіз ринкових можливостей показав, що представлена технологія орієнтована на широку аудиторію внутрішньогалузевого сегменту ринку електроенергетики і є вигідною для всіх груп клієнтів.
4. SWOT-аналіз показав, що у пропозиції є багато сильних сторін і вона буде мати попит на ринку.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ КОНДЕНСАТОРНИХ УСТАНОВОК

Мета розділу: розробка заходів щодо запобігання чи зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації конденсаторних установок.

Предмет розділу: Оцінка умов праці вибір запобіжних заходів надзвичайних ситуацій при експлуатації КУ.

Об'єкт розділу: Конденсаторна установка.

4.1 Загальна характеристика об'єкта, технічні характеристики серійного енергетичного устаткування та систем енергопостачання

Показники загальної характеристики наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Загальна характеристика об'єкту

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Конденсаторні установки	Внутрішня ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі (8x4x3) м	Приміщення з підвищеною небезпекою	Категорія Д

Було обрано конденсаторну установку УКРМ(АКУ)-0,4-55-10. Технічні характеристики ЕУ наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Показники технічних характеристик ЕУ

Параметр	Величина
Номінальна напруга, кВ	0,4
Потужність, квар	55
Номінальний струм, А	79,75
Номінал вступного запобіжника, А	125
Мінімальна ступінь, квар	10
Габаритні розміри, мм	800x600x250

Продовження таблиці 4.2

Діелектрик	Поліпропіленова плівка
Марка КБ	Серія LPC, виробництва ETI (Словенія)
Кількість КБ	2 шт. на 5 квар По 1 шт. на 10, 15, 20 квар (всього 5 шт.)
Автоматичне регулювання	Мікропроцесорний регулятор (Etimat Словенія)

4.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації

У табл. 4.3 наведено обсяги робіт та інформацію про бригаду.

Таблиця 4.3 – Послідовність виконання робіт

Вид робіт	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Ремонтні роботи на КУ	Протягом року (при необхідності)	4	Не менш як III
Планові технічні огляди	Щомісяця	2	Не менш як III

4.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях

Показники умов праці для бригади електротехнічних працівників наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	(17...22)°C (60...80)%
Важкість праці	Переміщення вантажів	До 10 кг

	Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	Стоячи, з помірним фізичним напруженням 232-290 Вт Пб категорія
Освітлення	Штучне освітлення	Лампи люмінесцентні, потужністю 18 Вт
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостерігання Тривалість активних дій Змінність	25% робочого часу 75% робочого часу 1 зміна, 8 годин

4.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників

До табл. 4.5 занесено небезпечні і шкідливі виробничі чинники (НШВЧ), які виникають у ході виконання робіт і фактичні значення яких перевищує граничнодопустимі.

Таблиця 4.5 – Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	0,4 кВ	6 В
Струм	79,75 А	0,6 мА
Оцінка умов праці	Шкідливі І категорії	



4.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці

В табл. 4.6 наведено перелік техніко-організаційних заходів з безпеки виконання робіт.

Таблиця 4.6 – Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		

Продовження таблиці 4.6

Розрядний пристрій	Розрядний резистор	Знімає залишкову напругу на конденсаторах після вимкнення $R_5 = 301.2 \text{ кОм}$ $R_{10} = 150.8 \text{ кОм}$ $R_{15} = 100.5 \text{ кОм}$ $R_{20} = 75.4 \text{ кОм}$
Спеціальна штанга	Штанга для контрольного розрядження конденсаторів	Попереджує ураження ураження електричним струмом від залишкового заряду
Блокувальний засіб	Замок врізний металевий хромований із зачіпком	Замикання дверець шафи КУ для попередження випадкового дотику до установки
Розміщення знаку безпеки	Знак «Обережно! Електрична напруга»	
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги	Згідно ПУЕ не передбачено робіт під напругою на КУ
Вид дозвільного документа	Наряд-допуск	Видається кожен раз для проведення робіт, в ньому вказується тривалість робіт, склад бригади, відповідальний за охорону праці
Розміщення плакату безпеки	Попереджувачий «Стій! напруга»	

4.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Обрано потрібні засоби індивідуального захисту, та наведено в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічного впливу і забруднень	Костюм робочий «Мастер»	1 рік	80% поліестер 20% бавовна Щільність тканини 240 гр/м
Захисне взуття	Захист від механічних пошкоджень	Берци Delta Plus Caderousse S3	1 рік	Металевий носок, поліуретанова підошва
Захист рук	Захист від електричного струму	Рукавички діелектричні 1-А В	6 місяців	Товщина стінки не менше 1,1 мм, максимальна напруга 7 кВ
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички NEO (97-695)	3 місяці	Матеріали: неопрен, свиняча шкіра
Захист голови	Захист від електричного струму та механічних ушкоджень	Каска захисна РОСОМЗ СОМЗ-55 Favori	1 рік	Забезпечує захист від уражень напругою 1 кВ

Продовження таблиці 4.7

Захист очей	Захист від механічного впливу	Окуляри захисні TRIRAMA J-19	1 рік	Лінза з полікарбонату
-------------	-------------------------------	------------------------------	-------	-----------------------

Таблиця 4.8 – Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЕЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Контрольно-сигнальні прилади	Показчик напруги «Поиск-5»	Для виміру напруги на елементах КУ	До 1000 В
Захисне ніг	Діелектричне взуття	При виконанні експлуатаційних робіт	Захист від ураження електричним струмом, кожні 3 місяці
Захист рук	Діелектричні рукавички	При роботах у середині КУ	Захист від ураження електричним струмом, кожні 3 місяці
Захисні пристосування	Плакати безпеки	Попереджувальні плакати при виконанні робіт	Розміщуються на видимих місцях на/поруч КУ при виконанні робіт

4.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Відповідно до норм з пожежної безпеки у табл. 4.9 наведено первинні засоби до тушіння пожеж, а також технічні та організаційні у випадку виникнення пожежі або вибуху.

Таблиця 4.9 – Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Категорії вибору
Технічні		
Вуглекислий вогнегасник ВП-5	Тривалість гасіння – до 5 секунд, максимальна площа гасіння – до 15 кв.м., обсяг балону – 6,4 л.	Розміщуються на стіні, кріпленні червоного кольору, поруч з виходом
Автоматична система пожеже тушіння	Аерозольна система тушіння з звуковими сиренами та світловим табло	При спрацюванні швидко локалізує джерело вогню, утворює на місці осередку займання плівку, яка не дає поширюватись на сусідні шафи
Датчик вимірювання температури	Чутливий до температури до 110 °C	Для постійного моніторингу температури КБ
Організаційні		
Навчання та тренінги	Навчання для нових працівників при працевлаштуванні, лекції з пожежної безпеки для працівників перед установкою нового обладнання та кожні 3 роки перед проходженням іспитів на знання з охорони праці	Відділ охорони праці, відповідно з нормами

Продовження таблиці 4.9

План дій з попередження пожеж і вибухів	Постійний моніторинг температури на КБ для попередження перегріву і загорання; розміщення плану евакуації на рівні зору людини поруч з виходом; дотримання режиму увімкнень/вимкнень, щоб уникнути превантаження, перегріву і загорання.	
ЗІЗ		
Захисний вогнестійкий одяг	Костюм брезентовий	Багаторазового використання
Маска	Маска повнолицьова ECASTU C607/SELECTA	Захист всього обличчя з фільтром, від газів, який виділяється під час горіння діелектрика ПВХ Термін зберігання – 5 років

4.8 Розрахунок розрядного опору КБ.

Після від'єднання конденсатору від мережі на його виводах присутня залишкова напруга, яка представляє небезпеку для обслуговуючого персоналу. Для її усунення конденсатори оснащені розрядними опорами, які потрібно обрахувати. З умов безпеки час розряду приймається $t_p = 30$ с.

Вкажемо ємності КБ, які використовуються:

- 5 квар: 33,2 мкФ
- 10 квар: 66,3 мкФ

- 15 квар: 99,5 мкФ
- 20 квар: 132,6 мкФ

Знаючи формулу часу розряду: $t_p = 3 \cdot R \cdot C$

Знаходимо опір розряду:

$$R_5 = \frac{t_p}{3 \cdot C} = \frac{30}{3 \cdot 33,2 \cdot 10^{-6}} = 301.2 \text{ кОм}$$

$$R_{10} = \frac{t_p}{3 \cdot C} = \frac{30}{3 \cdot 66,3 \cdot 10^{-6}} = 150.8 \text{ кОм}$$

$$R_{15} = \frac{t_p}{3 \cdot C} = \frac{30}{3 \cdot 99,5 \cdot 10^{-6}} = 100.5 \text{ кОм}$$

$$R_{20} = \frac{t_p}{3 \cdot C} = \frac{30}{3 \cdot 132,6 \cdot 10^{-6}} = 75.4 \text{ кОм}$$

При відключенні, конденсатори автоматично розряджаються на підключений розрядний опір до КБ. Забороняється повторне включення установки раніше, ніж 1 хв. після вимкнення.

Висновки

1. Було наведено загальну характеристику об'єкту та енергетичного устаткування.
2. Визначено обсяги умов праці та була дана оцінка показників умов праці на робочих місцях. Розглянуті питання, що стосуються шкідливих і небезпечних виробничих чинників. Проведено вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці. Обрано засоби індивідуального захисту персоналу.
3. Наведені заходи для запобігання і ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій. Наведено засоби до тушіння пожеж та заходи і засоби з пожежної безпеки.
4. Розраховані значення розрядного опору для безпечної експлуатації КУ персоналом.

ВИСНОВКИ

1. **Вибраний** для дослідницьких робіт комп'ютерний апарат і інформаційна база промислових схем, а також розроблена технологія дистанційної взаємодії;
2. **Розроблені та реалізовані** для розрахунку ЕЕРП методи:
 - Метод тривіальних радіусів (МТР) для розподільчих мереж;
 - Методи чисельного диференціювання (МЧД) для промислових схем 10-750 кВ
 - Еталонний прямий метод (ETALON) для промислових схем 10-750 кВ
3. **Досліджені** похибки і характеристики МТР. Метод швидкодіючий. Придатний до ручних розрахунків. Дає похибку в діапазоні 5%-20% відносно ETALON;
4. **Досліджені** похибки і характеристики МЧД. Метод МЧД-класичний є швидкодіючим. Рекомендується для економічних розрахунків. Має похибку $10^{-6} \div 10^{-9}$ відносно ETALON. Метод МЧД-спрощений в 2 рази швидший. Рекомендується для задач оптимізації. Похибка $10^{-4} \div 10^{-8}$;
5. **Досліджені** характеристики методу ETALON. Недоліком методу є квадратична залежність часу від кількості вузлів. Рекомендується для контрольних розрахунків в конфліктних ситуаціях;
6. **Виконані** оптимізаційні розрахунки по системній компенсації реактивних потужностей промислового об'єкту Закарпаттяобленерго. Для схем 2018 і 2020 був проведений економічний аналіз: зниження втрат відповідно 1.02 або 0.40 МВт, встановлено відповідно 21 або 14 МВАр, строк окупності склав 2.5 або 7.8 роки.
7. В третьому розділі було **проведено** аналіз стартап проекту, ідея якого полягає у створенні науково-технічної компанії, що формує комплексні розрахункові схеми для розрахунків економічних еквівалентів реактивної потужності (ЕЕРП) в системоутворюючій мережі 750-220 кВ та живлячої мережі енергосистем.
8. В четвертому розділі було **розроблено** заходи щодо запобігання чи зменшення впливу на працівників шкідливих і небезпечних виробничих чинників, які виникають у ході експлуатації конденсаторних установок.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Железко Ю.С. Втрати електроенергії. Реактивна потужність. Якість електроенергії. Керівництво для практичних розрахунків.- Москва.:ЭНАС, 2009. – 456 с.
2. Гілл Ф. Практична оптимізація: Пер. з англ. / Ф. Гілл, У. Мюррей, М. Райт – С.: Мир, 1965. – 509 с.
3. Буслова Н.В. Електричні мережі та системи [посібник] / Під. ред. Н.В. Буслова, В.Н. Винославський, Г.І. Денисенко, В.С. Перхач.-М: Высшая школа, 1986. – 584 с.
4. Банін Д.Б. Методика розрахунків плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальною організацією та її споживачами / Алимов О.М., Арбузов Є.Л., Банін Д.Б., Голота А.Д., Рогальський Б.С., Федотова Л.Є., Щербина Ю.В. та ін. // Офіційний вісник України.-2002.-№6.
5. Банін Д.Б. Дискусійні питання д Методики плати за перетікання реактивної електроенергії / Банін Д.Б., Щербина Ю.В., Голота А.Д., Банін М.Д., Гнатовський А.В., Гушля А.М., Бондар А.М. // Промелектро.-2003.-№3.
6. Д.Б. Банін, М.Д. Банін, О.С. Яндульський, Ю.М. Бондаренко, О.І. Ришкевич, А.Е. Зоммер, А.В. Левицький, С.Я. Меженний, А.М. Гушля, О.А. Буславець Практичні питання комплексної системної компенсації реактивної потужності в електричних мережах 110/35/10 кВ електропередавальних організацій // Енергетика та електрифікація. – 2013. №8, с. 2-16.
7. Хоменко О.В. Методичні вказівки з курсу «Математичні задачі енергетики» / Київ, 2009. - 77 с.
8. Банін Д.Б. Алгоритмізація та програмування електроенергетичних задач. Моделі, методи, алгоритми і програми для промислових комп'ютерних комплексів [електронне видання: навч. посіб.] / Д.Б. Банін, М.Д. Банін, А.В. Гнатовський – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 105 с.
9. Правила улаштування електроустановок, Київ: Міненерговугілля України, 2017 – 617 с.

- 10.Правила користування електричною енергією. Затверджено постановою НКРЕ України від 31.07.96 № 28 (в редакції постанови НКРЕ від 04.02.2010 № 105). – 52 с.
- 11.Методика визначення технологічних втрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 22.09.2011 №532. – Офіц. вид. – К., М-во енергетики та вугільної промисловості України, 2011. – 64 с. – (Нормативний документ Міненерговугілля України. Методика)
- 12.Розроблення стартап-проекту: «Методичні рекомендації до виконання розділу магістерських дисертацій для студентів інженерних спеціальностей»/ За заг. ред. О.А. Гавриша. – Київ: НТУУ «КПІ» 2016. -28 с.
- 13.Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навчальний посібник. Київ: Лібра, 20010. 425 с.
- 14.Жидецький В.Ц., В.М. Джигирей, В.С. Сторожук. Практикум з охорони праці: навчальний посібник. Львів: Афіша, 2000. 348 с.
- 15.ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.
- 16.ГН 3.3.5-8-6.6.1-2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: наказ від 08.04.2014.м. N 248. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2014. 85 с.
- 17.Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
- 18.ДНАОП 0.00-1.21 -98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 55 с.
- 19.ДСТУ ISO 13688:2001 . Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2002. 6 с.
- 20.ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.